
DIPLOMARBEIT

Herr Ing.
Christoph Miller

**Beurteilung von Stromausfall-
kosten, mit Auswirkung der
Zusammenlegung von Bereit-
schaftsdienstgebieten**

Mittweida, 2018

DIPLOMARBEIT

Beurteilung von Stromausfallkosten, mit Auswirkung der Zusammenlegung von Bereitschaftsdienstgebieten

Autor:

Herr Ing. Christoph Miller

Studiengang:

Wirtschaftsingenieurwesen

Seminargruppe:

KW14wSA

Erstprüfer:

Prof. Dr. Dr. h. c. Lindner Hartmut

Zweitprüfer:

Prof. Dr. rer. oec. Stelling Johannes

Einreichung:

Mittweida, Juli 2018

Verteidigung/Bewertung:

Mittweida, 2018

DIPLOMA THESIS

Evaluation of blackout costs, in consideration of merging emergency service areas

author:

Mr. Ing. Christoph Miller

course of studies:

industrial engineering

seminar group:

KW14wSA

first examiner:

Prof. Dr. Dr. h. c. Lindner Hartmut

second examiner:

Prof. Dr. rer. oec. Stelling Johannes

submission:

Mittweida, July 2018

defence/ evaluation:

Mittweida, 2018

Bibliografische Beschreibung:

Miller, Christoph:

Beurteilung von Stromausfallkosten, mit Auswirkung der Zusammenlegung von Bereitschaftsdienstgebieten.

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen, Diplomarbeit, 2018

Referat:

Die vorliegende Arbeit befasst sich anfangs mit allgemeinen Themen der Energieversorgung. Wesentliche Elemente der Netzstruktur, aktuelle und zukünftige Entwicklungen, bis hin zu den wirtschaftlichen Vorgaben von Investitionen werden dargestellt. Nach der Beschreibung der üblichen und Salzburg AG interner Vorgehensweise in Bezug auf mögliche Risiken und Chancen in der Energieversorgung wird auf das Hauptthema, die Ermittlung der Kosten eines Stromausfalles, eingegangen. Relevante Folgen einer Zusammenlegung der Bereitschaftsdienstgebiete werden durchgerechnet und die wirtschaftliche Auswirkung für den Kunden beziehungsweise für das Energieversorgungsunternehmen betrachtet.

Inhalt

Inhalt	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	V
Formelverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 Einleitung.....	9
1.1 Problemstellung	10
1.2 Zielsetzung.....	11
1.3 Methodisches Vorgehen.....	12
2 Energieausfallkosten versus Störgebietsgröße.....	13
2.1 Grundlagen	13
2.1.1. Elektrische Energieversorgung im Allgemeinen	13
2.1.1.1 Aufbau der elektrischen Energieversorgung	13
2.1.1.1.1 Netzstruktur.....	13
2.1.1.1.2 Relevante Komponenten.....	14
2.1.1.2 Aktuelle Themen der Energieversorgung.....	20
2.1.1.2.1 Liberalisierung der Energiemärkte.....	21
2.1.1.2.2 Umstieg auf regenerative Energiequellen.....	22
2.1.1.2.3 Smart Metering.....	22
2.1.1.2.4 Demand Side Management.....	24
2.1.1.2.5 Energiespeicher	25
2.1.1.2.6 Leitungsüberwachung durch Monitoring	26
2.1.1.3 Allgemeine und wirtschaftliche Vorgaben	26
2.1.1.3.1 Versorgungszuverlässigkeit als Qualitätsvorgabe	26
2.1.1.3.2 Geltende Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen	27
2.1.2 Risikomanagement und Risikocontrolling	29
2.1.2.1 Risikomanagement in der Salzburg AG	30

2.1.2.2 Risikocontrolling in der Salzburg AG	33
2.1.3 Störbereitschaftsdienst in der Salzburg AG	35
2.1.3.1 Firmenbeschreibung.....	36
2.1.3.2 Bereitschaftsdienstaufbau	36
2.1.3.3 Einsatzablauf.....	38
2.1.3.4 Geplante Änderungen	39
2.1.4 Vorgangsweise bei Anreisezeitermittlung	39
2.1.5 Vorgangsweise bei Kosten der Anreisezeitermittlung	40
2.2 Ist-Situation.....	40
2.2.1 Bewertungsverfahren	41
2.2.2 Wirtschaftliche Betrachtungsweisen des Schaden.....	43
2.2.2.1 Bezug auf das BIP	43
2.2.2.2 Über den Value of Lost Load	44
2.2.3 Ermittlung durchschnittlicher bestehender Anreisezeiten.....	46
2.2.4 Kostenermittlung mittels VoLL bestehend	48
2.3 Soll-Situation.....	50
2.3.1 Ermittlung durchschnittlicher Anreisezeiten neu	50
2.3.2 Kostenermittlung mittels VoLL Neu	50
2.3.3 Vergleich mit Bewertung.....	51
2.3.3.1 Darstellung behandeltes Beispiel	51
2.3.3.2 Darstellung der gesamten Störungen	52
3 Schluss.....	54
3.1 Ergebnisse.....	54
3.2 Erforderliche Maßnahmen.....	57
3.3 Konsequenzen.....	58
Quellen	LIX
Tabellenanhang.....	LXV
Abbildungsanhang	LXX
Selbstständigkeitserklärung	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Strompreis und Steuerentwicklung im Vergleich – Österreich ⁴	9
Abbildung 2: Grundstrukturen von Leitungs- und Netzschaltungen ¹¹	14
Abbildung 3: Hochspannungsstrommasten	15
Abbildung 4: Kabeltrommel	16
Abbildung 5: SF6 Schaltanlage	16
Abbildung 6: Transformator 30/0,4 kV	17
Abbildung 7: Lasttrennschalter	18
Abbildung 8: HH-Sicherung und NH-Sicherung	20
Abbildung 9: Liberalisierungspfad ²²	21
Abbildung 10: Aufbau Smart Meter Netzwerk ²⁵	23
Abbildung 11: Hauptbereiche des Demand Side Managements	25
Abbildung 12: SAIDI Österreich ⁴⁷	42
Abbildung 13: SAIDI Salzburg AG ⁴⁹	43
Abbildung 14: BIP Österreich ⁵¹	44
Abbildung 15: VoLL Salzburg AG ⁵²	46
Abbildung 16 und 17: Störbilder Saalfelden Huggenberg 1.Mai 2017	47
Abbildung 18: Vergleich Anreisezeitkosten	51
Abbildung 19: Anteile VoLL der Störung Huggenberg	51
Abbildung 20: VoLL im Vergleich der Dienstgebiete – MS-Störungen	52
Abbildung 21: VoLL im Vergleich der Dienstgebiete – NS-Störungen	53
Abbildung 22: Wirtschaftlichkeitsgrenze – VoLL je MS-Störung	56
Abbildung 23: Wirtschaftlichkeitsgrenze – VoLL je NS-Störung	56
Abbildung 24: Risikomanagement als Prozess ³⁷	LXX

Abbildung 25: Risikomanagement und Risikocontrolling ³⁸	LXX
Abbildung 26: Risiko- und Chancenbewertungsbogen der Salzburg AG	LXXI
Abbildung 27: Risiko- und Chancenmatrix ⁴⁰	LXXII
Abbildung 28: Beispieldarstellung Risiko- und Chancenpotential ⁴⁰	LXXII
Abbildung 29: Beispiel Riskmap ⁴²	LXXIII
Abbildung 30: Risikosteuerung ⁴²	LXXIII
Abbildung 31: Risikoüberwachung ⁴⁰	LXXIII
Abbildung 32: Risikomanagementkalender	LXXIV
Abbildung 33: Einzelrisiko	LXXV
Abbildung 34: Einzelrisiko 2	LXXV
Abbildung 35: Einzelrisiko 3	LXXVI
Abbildung 36: Der Salzburger Pinzgau mit der derzeitigen Gebietsaufteilung	LXXVI
Abbildung 37: Der Salzburger Pinzgau mit geplanter Gebietsaufteilung	LXXVII
Abbildung 38: Kennzahlen der Ausfallwahrscheinlichkeit 1 ⁴⁸	LXXVIII
Abbildung 39: Kennzahlen der Ausfallwahrscheinlichkeit 2 ⁴⁸	LXXIX
Abbildung 40: Auszug der Daten aus dem Blackout Simulator	LXXX
Abbildung 41: VoLL Sektorbeschreibung ⁵¹	LXXXI
Abbildung 42: Schaltprotokoll Störung Huggenberg	LXXXII
Abbildung 42: Auswertung VoLL Blackoutsimulator 1. Mai 2018 Seite 1 ⁵¹	LXXXIII
Abbildung 43: Auswertung VoLL Blackoutsimulator 1. Mai 2018 Seite 2 ⁵¹	LXXXIV
Abbildung 44: Auswertung VoLL Blackoutsimulator 1. Mai 2018 Seite 3 ⁵¹	LXXXV
Abbildung 45: Auswertung VoLL Blackoutsimulator 1. Mai 2018 Seite 4 ⁵¹	LXXXVI

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Programmierte Auswertehilfe Excel.....	48
Tabelle 2: Auswertung zusammengelegtes Dienstgebiet.....	50
Tabelle 3: Sicherungsauswahl für Transformatoren	LXV
Tabelle 4: Nutzungsdauer der Betriebsmittel.....	LXVI
Tabelle 5: verschiedene Methoden, Verfahren und Instrumente.....	LXVII
Tabelle 6: Gliederung Eintrittswahrscheinlichkeit.....	LXVIII
Tabelle 7: Auflistung der Auswirkungen.....	LXVIII
Tabelle 8: Vorsysteme in der Salzburg AG.....	LXVIII
Tabelle 9: Beispiel Auswertung Mittelspannungsstörungen.....	LXIX

Formelverzeichnis

Formel 1: abzuschreibendes Kapital	28
Formel 2: abzuschreibender Kapitaleinsatz	28
Formel 3: leistungsabhängige Kosten.....	29
Formel 4: verbrauchsgebundene Kosten.....	29
Formel 5: sonstige Kosten.....	29
Formel 6: durchschnittliche Anreisezeit pro Diensthabenden.....	40
Formel 7: durchschnittliche Anreisezeit Einsatzgebiet.....	40
Formel 8: durchschnittliche anreisezeitabhängige Ausfallkosten.....	40
Formel 9: Berechnung Ausfallkosten bezogen auf das BIP im Jahr 2017.....	44
Formel 10: Ausfallenergie je Anlage.....	49
Formel 11: Produktivität.....	54
Formel 12: Liquidität.....	55

Abkürzungsverzeichnis

uvm.	und viele mehr
etc.	et cetera
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen
kV	Kilovolt
MVA	Megavoltampere
Hz	Hertz
NH	Niederspannung-Hochleistung
HH	Hochspannung-Hochleistung
DSM	Demand Side Management
$\cos \varphi$	Netzwinkel Kosinus Phi
gTr-Sicherung	Grenzbereichsschutz Sicherung für Verteilnetz
gG-Sicherung	Grenzbereichsschutz Sicherung für allgemeine Anwendung
EGT	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit
R2C	Softwarelösung im Risk-and-Compliance-Bereich
FC	Salzburg AG Abteilung für Finanzen und Controlling
SAFE	Salzburger Aktiengesellschaft für Energiewirtschaft
VPN-Handy	Virtual Private Network – Standardnetzsystem für Mobiltelefone
m ³	Kubikmeter
SDH	Synchrone Digitale Hierarchie – Übertragungstechnik in der Telekommunikation
IP-Netz	Ein auf das Internetprotokoll (IP) basierendes Netzwerk
KOAX	Ein auf Koaxialkabel aufgebautes Telekommunikationsnetz
t _s	Zeit für Anfahrt pro Diensthabenden

L_s	Stecke für Anfahrt pro Diensthabenden
Σ	Summe
km	Kilometer
h	Stunden
K_{Absch}	Abzuschreibendes Kapital
$K_{p,\text{sonst}}$	Sonstige Kosten
KE^*	Abzuschreibender Kapitaleinsatz
T_n	Nutzungsdauer
KE_{wb}	Wiederbeschaffungswert
$K_{p,b}$	Leistungsabhängige Kosten
K_W	verbrauchsgebundene Kosten
$C_{p,b}$	Betriebsabhängige Kosten
$C_{p,\text{sonst}}$	sonstige Kosten
w	mittlerer Wärmepreis
P	Wirkleistung
P_r	Bemessungsleistung
$q(P)$	Wärmeverbrauchswert
D	Anzahl der Diensthabenden
S	Anzahl der Störungen
V_\emptyset	Durchschnittliche Geschwindigkeit
t_\emptyset	Durschnittliche Anfahrt der Störung
$t_{ges\emptyset}$	durchschnittliche Anreisezeit des Gebietes
kwh	Kilowattstunden
Gwh	Gigawattstunden
K_\emptyset	durchschnittliche anreisezeitabhängige Ausfallkosten
K	Kosten pro Kilowattstunde

Ps	Betroffene Kunden
EIWOOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
END-VO	Netzdienstleistungsverordnung
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
NDE (ENS)	Not Delivered Energy (Energy not Supplied)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
VoLL	Value of Lost Load
Eaus	Ausfallenergie je Anlage
Eausges	Ausfallenergie Versorgungsgebiet
Pvg	Anzahl der versorgten Kundenanlagen im Versorgungsgebiet
Taus	Ausfallzeit

1 Einleitung

Die Abhängigkeit der Gesellschaft von der elektrischen Energieversorgung steigt stetig. Deshalb kann sich eine Volkswirtschaft längere Stromausfälle sowohl aus sicherheitstechnischen als auch aus finanziellen Gründen nicht leisten. Die elektrische Energie kann als Pulsader der Wirtschaft bezeichnet werden, die immer mehr an Bedeutung gewinnt.

Das Kyoto-Protokoll¹ vom 11. Dezember 1997, mit dem Ziel, die Treibhausgase zu reduzieren und damit der globalen Erderwärmung entgegenzusteuern, stellt die Energieversorgung vor neue Herausforderungen. Zusätzlich führen die Liberalisierung der Strommärkte und die Vorgabe der EU nach mehr Wettbewerb in den Energiemärkten zu einem stetig wachsenden Kostendruck in der Energiewirtschaft. Der Ausbau der erneuerbaren Energie und die Änderung der Erzeugungsstruktur führen zu einer stärkeren Beanspruchung der Netze, die notwendige Investitionen in den Netzausbau hervorrufen. Die Entscheidung Deutschlands, bis 2022 schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen², bringt zusätzlich Turbulenzen mit sich.

Diese Anforderungen sind, historisch gesehen die größten Herausforderungen, welche die Energiewirtschaft jemals durchlaufen hat bzw. wird. Durch die seit dem Jahr 2001 geltende Liberalisierung des Strommarktes sind die Netzentgelte um ca. 28 Prozent und somit der Strompreis mit Berücksichtigung des Energiepreises und der Inflation um ca. 24 Prozent³, wie in Abbildung 1 ersichtlich, gesunken.

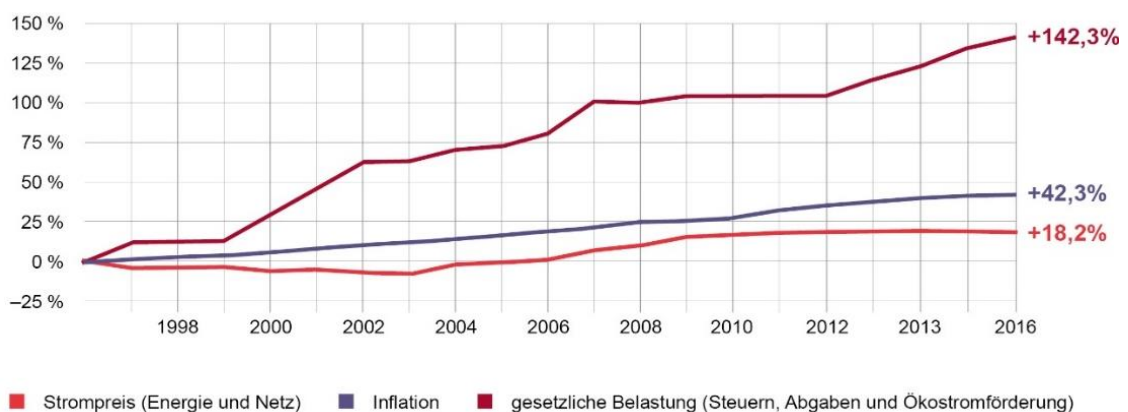


Abbildung 1: Strompreis und Steuerentwicklung im Vergleich - Österreich⁴

¹ Vgl. [Umwelt Bundesamt]

² Vgl. [Die Bundesregierung]

³ Vgl. [Statistik Austria]

⁴ Vgl. [Strompreis]

In den kommenden Jahren wird an der „Pulsader der Wirtschaft“ mit den geringsten finanziellen Mitteln eine Operation – sozusagen am offenen Herzen – durchgeführt. Eine schnelle Versorgungswiederherstellung ist somit ein wesentlicher Bestandteil der Schadensminimierung für Kunden und Energieversorger.

1.1 Problemstellung

In den vergangenen Jahren ist das Bewusstsein der Bevölkerung und der Energieversorger für ein störungsfreies und zuverlässiges Stromnetz gestiegen. Ursache dafür könnten die großen Stromausfälle in Indien am 31. Juli im Jahr 2012, wo 600 Millionen Menschen für mehrere Stunden⁵ von Stromunterbrechungen betroffen waren, oder in der Türkei am 31. März im Jahr 2015, wo 76 Millionen Menschen für neun Stunden⁶ von Stromunterbrechungen betroffen waren, sein. Die Ausfälle wurden vorrangig durch Versäumnisse im Netzausbau, Leitungsfehler sowie unzureichende Kraftwerksleistungen verursacht.

Mit der Energiewende und der Digitalisierung der Stromnetze setzt die Energiewirtschaft mehr denn je auf dezentrale und computergesteuerte Anlagen. In den Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetzen sind ferngesteuerte Elemente mittlerweile allgegenwärtig. Einerseits ist dies durch die erforderliche Überwachung der elektrischen Kenngrößen eine Notwendigkeit für den sicheren Netzbetrieb geworden, andererseits lassen sich Energieengpässe durch das Personal in den Schaltwarten binnen weniger Sekunden regeln. Durch die Entwicklung der Technologien, die auch vor der Energiewirtschaft keinen Halt macht, sind die Gefahren für mögliche Cyberangriffe⁷ durch Terroristen oder Geheimdienste auf die „Pulsader der Wirtschaft“ viel wahrscheinlicher.

Die Kriege des 21. Jahrhunderts werden nicht mehr mit Artillerie- und Panzeroffensiven geführt, sondern finden in den Tiefen des World Wide Web statt. Selbst Internetriesen wie Yahoo, Sony oder eBay sind vor Cyberangriffen offensichtlich nicht ausreichend geschützt. Auch die Netzversorger müssen sich daran gewöhnen, dass Cyberkriminalität mittlerweile eine mindestens gleich große Gefahr darstellt wie Naturkatastrophen und Brände. Diese Angriffe macht so gefährlich, dass sie erst bemerkt werden, wenn der Schaden bereits angerichtet oder nicht mehr abzuwenden ist. In einer hochkomplexen Verbundstruktur, wie das europäische Verbundnetz zweifelsohne ist, können Ausfälle von systemrelevanten Kraftwerken drastische Folgen für ganz Europa haben. Solche Ausfälle würden sich schlagartig über Europa ausbreiten.

Die Ursache dafür liegt in der abweichenden Frequenz beziehungsweise in der Ungleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch. Ein Wiederaufbau der Stromversorgung kann Tage dauern und ist durch das Einmotten bestehender Erzeugungsanlagen, aufgrund der niedrigen Energiepreise, immer schwieriger. Die Auswirkungen auf das öffentliche Leben

⁵ Vgl. [Indien]

⁶ Vgl. [Türkei]

⁷ Vgl. [Cyberangriffe]

wären katastrophal. Supermärkte, Tankstellen, Krankenhäuser, Verkehrsanlagen, Telekommunikationsanlagen, etc. könnten nicht weiter betrieben werden. Chaos würde sich verbreiten. Die Ziele der Terroristen sind genau solche Zustände zu schaffen, wie der deutsche Innenminister, Thomas de Maizière, nach dem Anschlag auf den Berliner Weihnachtsmarkt erläutert hat:

*„Wir müssen mit dem Terror leben lernen, aber wir werden uns damit nicht abfinden“.*⁸

Durch die Digitalisierung der Stromnetze wird die Angriffsfläche für mögliche Terrorattacken vergrößert oder gar erst die Möglichkeit geschaffen, die gesamte Bevölkerung tagelang in einen Ausnahmezustand zurückzusetzen.

Der österreichisch-britische Philosoph Sir Karl R. Popper sagte einmal:

*„Wir lernen nur, wenn wir Probleme haben“.*⁹

Mit der aus historischer Sicht größten Umstrukturierung der Energiewirtschaft haben wir derzeit noch keine Probleme, sollten aber aus den Fehlern anderer lernen.

1.2 Zielsetzung

Die vorliegende Diplomarbeit behandelt im Grunde das Thema Kosten der Versorgungssicherheit mit dem Titel „Beurteilung von Stromausfallkosten, mit Auswirkung der Zusammenlegung von Bereitschaftsdienstgebieten“.

Industrie, Gastronomie, private Haushalte uvm. sind abhängig von der Energieversorgung. Für den Zeitraum des spannungslosen Zustandes muss mit wirtschaftlichen Einbußen gerechnet werden. Gastronomieschenken, Küchen und Produktionsstätten funktionieren nicht mehr. Des Weiteren können ganze Arbeitszyklen unterbrochen werden und eine komplette Charge der Produktion ist wegen eines kurzen Stromausfalles unbrauchbar. Nicht nur Ausfälle, auch eine schlechte Spannungsversorgungsqualität kann die Lebensdauer diverser Betriebsmittel drastisch verkürzen. Um dies in Zahlen ausdrücken zu können, kann eine Ermittlung des Schadens mit Hilfe diverser Bewertungsverfahren und Kennzahlen erfolgen.

Betrachtet wird das Versorgungsgebiet der Salzburg AG. Nach der Abarbeitung der allgemeinen Themen wie Aufbau der Energieversorgung, Störabwicklungsablauf und Risikoeinschätzung sowie -minimierung, werden diese Methoden beschrieben und die sinnvollste ausgewählt.

Der Schwerpunkt wird anschließend auf die Störabwicklung mit Personenbedarf gelegt. Kosteneinsparungen können mittels Personaleinsparungen vorgenommen werden. Mittels

⁸ Zitat [Thomas de Maizière]

⁹ Zitat [Popper]

Verkleinerung der sogenannten Diensträder, dem Zeitzyklus für die im Störungsdienst eingesetzten Mitarbeiter, wäre eine Personaleinsparung möglich. Eine Variante wäre, die Bereitschaftsgebiete zusammenzulegen. Dies hat aber neben längeren Anreisezeiten zur Folge, dass eine höhere Wahrscheinlichkeit mehrerer gleichzeitig auftretender Störungen besteht. Wie wirkt sich die Abweichung der Störzeitlänge auf den Schaden und Folgeschaden der Versorgungsunterbrechung für den Energieversorger und den Kunden aus?

1.3 Methodisches Vorgehen

Anfangs werden die Grundlagen rund um die Energieversorgung und den Versorgungsaufbau behandelt. Welche Betriebsmittel sind relevant und weiters ein kurzer Ausblick auf den derzeitigen Wandel im Stromnetz bezüglich Energieoptimierung und zukünftige Belastungen im Netz. Derzeitige Beurteilung und Umgang mit den Risiken in der Energiewirtschaft sowie angewendete Risikobeurteilungsverfahren für den Energiesektor, um Eintrittswahrscheinlichkeiten und mögliche Auswirkungen von Störungen einschätzen zu können, werden diskutiert.

Diverse Bewertungsverfahren der Versorgungsunterbrechungen, sowie Beschreibung der Ist-Situation mit Ausblick auf möglich aussagekräftigere Kennzahlen werden diskutiert, verglichen und das in Summe substanziellste für weitere Beurteilungen verwendet. Als Basis für die Informationsbeschaffung werden Daten meines Arbeitgebers, die Salzburg AG, und die Ausfallstatistik Österreichs herangezogen.

Mittels geeigneter Bewertung und in weiterer Folge auch Darstellung wird abgeklärt, ob und welche Maßnahme in Bezug auf den Störungsdienst am sinnvoll beziehungsweise erforderlich sind. Die Ergebnisse, welchen Nutzen für die Energieversorgungsunternehmen sowie für den Kunden entstehen, und welche Konsequenzen daraus resultieren, werden im Schlussteil erläutert.

2 Ausfallkosten versus Störgebietsgröße

2.1 Grundlagen

Der zweite Abschnitt beschäftigt sich mit den Grundlagen und stellt somit den Theorieteil der Diplomarbeit dar.

2.1.1. Elektrische Energieversorgung im Allgemeinen

Dieser Teil dient zur Einführung in die Energieversorgung und soll zum leichteren Verstehen der vorliegenden Arbeit beitragen. Die angeführten Themen stellen wesentliche Bestandteile der Energieversorgung dar und sind daher unumgänglich. Ein Überblick über den Aufbau der Netzstrukturen sowie aktuelle Themen der Energieversorgung werden in diesem Kapitel dargestellt.

2.1.1.1 *Aufbau der elektrischen Energieversorgung*

Im Unterkapitel werden verschiedene Arten von Netzstrukturen gezeigt. Um das Verständnis für den praktischen Teil zu fördern, wird Auskunft über mittelspannungsrelevante Bauteile gegeben.

2.1.1.1.1 Netzstruktur

Die Art der Energieübertragung ist ein wichtiger Aspekt für die Netzstruktur. Im Wesentlichen unterscheidet man drei Arten. Zum einen ist die Übertragung mittels eines einphasigen Systems möglich, zum anderen kann der Energietransport über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen, kurz HGÜ, erfolgen, welche allerdings die am seltensten verwendete Methode ist und nur bei sehr langen Übertragungstrecken angewendet wird. Die am häufigsten angewendete Variante ist die Übertragung im Dreiphasensystem. Diese wird vorzugsweise im öffentlichen Bereich zum Energietransport verwendet.

Bahnnetze verwenden aufgrund früherer Kommutierungsprobleme das einphasige System mit einer Frequenz $16 \frac{2}{3}$ Hz. Bei HGÜ wird die Spannung mittels eines statischen Umrichters auf bis zu 1000 kV erhöht. Dies ermöglicht eine verlustärmere Übertragung, was eine Energieübertragung über sehr große Distanzen ermöglicht.

Viele Vorteile des dreiphasigen Systems argumentieren die Verwendung im öffentlichen Netz. Zum einen lässt sich über ein Dreileitersystem die gleiche Leistung übertragen, wie es mit drei einphasigen Systemen möglich wäre, was allerdings nur mit sechs Leitern funk-

tionieren würde und zum anderen weisen Drehstrommotoren zeitlich gesehen ein wesentlich konstanteres Drehmoment auf.¹⁰ Daher wird in üblichen, mitteleuropäischen Versorgungsnetzen auch ein Dreiphasennetz verwendet.

Unter einem Leitungsnetz wird Grundsätzlich die Gesamtheit aller Leitungen verstanden. Das öffentliche Stromnetz setzt sich aus den folgenden sechs Grundstrukturen zusammen.

- a) einseitig gespeiste Leitung
- b) einseitig gespeiste, verzweigte Leitung
- c) Strahlennetz
- d) zweiseitig gespeiste Leitung
- e) Ringleitung
- f) vermaschtes Netz

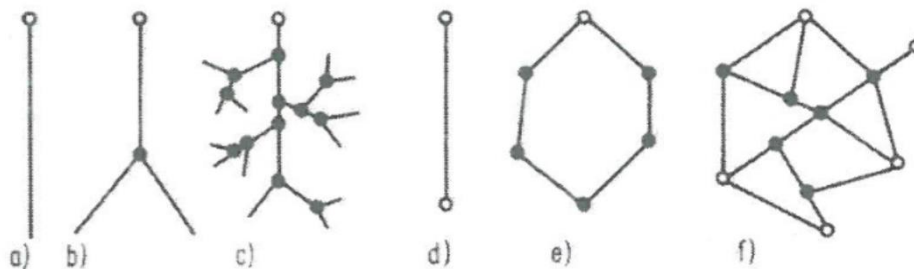


Abbildung 2: Grundstrukturen von Leitungs- und Netzschaltungen¹¹

Das vermaschte Netz ist aufgrund der hohen Flexibilität und der somit anzustrebenden hohen Anzahl an Schaltmöglichkeiten am besten geeignet um ein stabiles und zuverlässiges Netz aufzubauen. Die kostenintensive Umsetzung hat eine schwierige Umsetzbarkeit zur Folge.¹¹

2.1.1.1.2 Relevante Komponenten

Um Abläufe einer Betriebsführung eines Stromnetzes zu verstehen und durchführen zu können, sollte man über die Hauptkomponenten des Netzaufbaues Bescheid wissen und deren Funktionalitäten verstanden haben. In diesem Kapitel werden daher die wichtigsten Bestandteile eines Stromnetzes erklärt.

- Energieübertragung

Um überhaupt eine Energieübertragung vom Erzeuger zum Verbraucher zu ermöglichen, sind Kabel oder Freileitungen notwendig.

¹⁰ Vgl. [Netzstruktur]

¹¹ Vgl. [Netzaufbau]

- Freileitung

Seit Beginn der Elektrifizierung spielt die Freileitung eine wesentliche Rolle in der Energieübertragung. Von Niederspannungshauszuleitungen bis Hochspannungsübertragungsnetze wurden und werden alle nach wie vor standardmäßig realisiert. Die Hauptanwendung ist die Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen, wie im Verbundnetz üblich eingesetzt. Der Querschnitt und das Leitermaterial der an den Masten aus Holz oder aus Stahl aufgehängten Seile ist Grundlage für die Energieübertragungsmenge. Je nach Spannungsebene definierte Sicherheitsabstände dürfen nicht unterschritten werden, um einen Überschlag zu vermeiden. Freileitungen sind besonders bei extremer Witterung störanfällig.

Durch Schneebehang, Blitzschlag oder Beschädigungen durch umstürzende Bäume können diese unterbrochen werden und weitreichende Stromausfälle verursachen. Grundsätzlich wird versucht, gerade Niederspannung und Hochspannung, wie in Verteilnetzen verwendet, aus optischen und sicherheitstechnischen Gründen zu verkabeln.



Abbildung 3: Hochspannungsstrommaste

- Kabel

Der technische Fortschritt schuf im Laufe der Zeit die Möglichkeit, die Energieübertragung in den weniger sichtbaren Bereich, in das Erdreich, zu verlagern. Im Vergleich zur Freileitung kann das Kabel aus thermischen und elektrotechnischen Gründen bei gleichem Querschnitt mehr Energie übertragen und ist somit verlustärmer. Bei Störungen ist der Fehler oft schwierig zu finden und erfordert spezielle Messgeräte um den Defekt lokalisieren zu können. Auch die Fehlerbehebung ist meist aufwändiger, da Tiefbauten und Spezialmaterial erforderlich sind. Somit ist im Vergleich zur Freileitung mit höheren Reparatur- und Ausfallkosten zu rechnen. Bei Hochspannungen ab ca. 110 kV bis hin zu Höchstspannungen treten technische Schwierigkeiten auf. Somit ist das Kabel ab dieser Spannungsebene nicht mehr Stand der Technik. Die Lebensdauer ist erfahrungsgemäß um zwei Drittel geringer als bei Freileitungen. Die Investitionskosten im

Hochspannungsbereich betragen um das vier bis 16-fache der Freileitung, abhängig von der Örtlichkeit und dem Gelände



Abbildung 4: Kabeltrommel

- Schaltanlagen

Schaltanlagen sind die Gesamtheit von an einem bestimmten Ort zusammengezogener Betriebsmittel. Diese werden vorwiegend zum Schalten von Freileitungen und Kabeln genutzt. Indem solche Anlagen mit Transformatoren ausgestattet werden, können sie auch als Umspannstationen für diverse Spannungsebenen dienen. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen konventioneller und nicht konventioneller Bauweise. Bestehende Anlagen sind Großteils noch in konventioneller Bauart, z.B. mittels typgeprüfter Zellenbauweise, ausgeführt. In der Hoch- und Mittelspannung werden neue Schaltanlagen üblicherweise, aufgrund der auf die geringeren Isolierabstände zurückführenden kleineren Bauweise, als sogenannte SF6-Anlagen ausgeführt.¹²



Abbildung 5: SF6 Schaltanlage

¹² Vgl. [Schaltanlagen]

- Transformator

Ein Transformator hat die Hauptaufgabe, elektrische Spannungen in höhere oder niedrigere Spannungen umzuwandeln. Abgesehen von den Umwandlungsverlusten bleibt die transformierte Energie, primär- und sekundärseitig gesehen, gleich. Grundsätzlich wird in zwei Leistungsbereiche unterteilt, den Kleintransformatoren sowie Großtransformatoren, welche sich abhängig derer Scheinleistung, Spannung und Frequenz unterscheiden.

Kleintransformatoren werden bis zu einer Bemessungsscheinleistung von 16 kVA, einer Spannung bis 1000 V und einer Frequenz von bis zu 500 Hz gebaut. Großtransformatoren hingegen werden für eine Scheinleistung von bis zu 1500 MVA und einer Spannung von über 1000 V hergestellt.¹³ Aus wirtschaftlichen Gründen werden im europäischen Verbundnetz vorwiegend Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren verwendet.



Abbildung 6: Transformator 30/0,4 kV

Dreiphasige Umspanner werden über drei einphasige Umwandler zusammengeschaltet und werden für Spannungen von bis zu 380 kV verwendet. Als meistverbaute Version der Transformatoren gilt der Dreischenkeltransformator. Der Dreischenkeltransformator ist mit drei einzelnen Schenkeln mit jeweils einer Ober- und einer Unterspannungswicklung ausgestattet. Meistens ist der gesamte elektrische Aufbau, um entsprechende Isolierung und Kühlung zu erreichen, in Öl versenkt. Bei besonderen Vorgaben, in Bezug auf Brandschutz- und Umweltbestimmungen, werden Trockentransformatoren sowie Transformatoren in SF6-Ausführung verbaut.

Durch den asymmetrischen Eisenkern besitzt der mittlere Schenkel des Dreischenkeltransformators einen kürzeren Eisenweg. Dies hat, bei dieser Bauart, unterschiedlichen Magnetisierungsströme zur Folge. Um dies zu vermeiden, die einzelnen Joche zu entlasten und eine symmetrische Belastung zu erzeugen, werden großteils Fünfschenkeltransformatoren verwendet. Die Querschnitte der Eisenkerne lassen sich daher um ca. die Hälfte reduzieren,

¹³ Vgl. [Trafo]

was eine kleinere Bauweise zur Folge hat. Diese Bauweise wird für Transformatoren ab 300 MVA verwendet.¹⁴

Folgende Schutzeinrichtungen verhindern beim Trafo Schäden durch Kurzschlüsse oder Überlast:

- Buchholz- und Hermetikschutz
- Differenzialschutz
- Überstromschutz
- Distanzschutz
- Thermoschutz
- Sicherungen
- Überspannungsschutz

Diese Schutzeinrichtungen werden einzeln und überlappend zum Schutz der Anlagen installiert.¹⁵

- Lastschalter

Für das Schalten von Betriebsströmen im ungestörten Zustand werden Lastschalter verwendet. Dabei ist der Lastschalter in der Lage, einen Strom mit induktivem Leistungsfaktor von etwa $\cos \varphi \geq 0,7$ zu beherrschen. Betriebsströme außerhalb des Normalbetriebes, wie Kurzschluss- oder Erdschlussströme, können nicht geschaltet werden. Eine vorgelagerte Sicherung bzw. eine entsprechender Leistungsschalter kann diese Aufgabe übernehmen.¹⁶



Abbildung 7: Lasttrennschalter

¹⁴ Vgl. [Schaltanlagen]

¹⁵ Vgl. [Schutzeinrichtungen]

¹⁶ Vgl. [Schaltanlagen]

- Trennschalter

Die Aufgabe von Trennschaltern ist, eine sichtbare und sichere Trennstrecke herzustellen. Sie sind nur im lastfreien Zustand schaltbar und dienen vorwiegend zum Trennen vom Netz diverser Betriebsmittel und Anlagenteile. Nützlich ist dies bei Wartungsarbeiten oder beim Aufteilen diverser Netzabschnitte.

- Leistungsschalter

Leistungsschalter können im Gegensatz zu Trenn- und Lastschalter, auch Kurzschlussströme aus- und einschalten. Die Hauptaufgabe von Leistungsschaltern ist daher der Schutz von Betriebsmitteln und Anlagenteilen. Die Art des Löschprinzips ist ausschlaggebend für den maximal schaltbaren Kurzschlussstrom und ist spezifisch für jeden Leistungsschalter anzugeben.¹⁷

- Sicherungen

Sicherungen werden im Zeitalter der Digitalisierung oft zu Unrecht als veraltetes oder anspruchsloses Bauteil bezeichnet. Einfache Bauteile sind Sicherungen keineswegs, sondern stellen ein wichtiges Bestandteil eines jeden Stromnetzes dar.¹⁸

Bei Überlastung oder Auftreten eines Kurzschlusses hat die Sicherung die Aufgabe, selbstständig auszulösen. Als wesentlicher Nachteil dieses Schutzkonzeptes gilt, dass das Wiederinbetriebnehmen des betroffenen Anlagenteiles nur durch Austausch der Sicherung möglich ist.

Sicherungen lassen sich hinsichtlich ihrer Einsatzgebiete in Halbleiterschutzsicherungen, Geräteschutzsicherungen, NH- und HH-Sicherungen klassifizieren. Siehe Abbildung 8, Seite 20. Wobei HH-Sicherungen ausschließlich zum Kurzschlussschutz eingesetzt werden, da diese erst bei einem Ausschaltstrom von ca. dreifachem Nennstrom auslösen und somit nicht für den Überlastschutz geeignet sind.¹⁹

Transformatoren mit einer Scheinleistung bis 630 kVA bzw. in Ausnahmefällen bis zu 1000 kVA werden grundsätzlich auf der Hochspannungsseite mittels HH-Sicherungen sowie auf der Niederspannungsseite mittels NH-Sicherungen geschützt. Die Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen schützen den Transformator innerhalb von 10 ms vor Kurzschlüssen und verhindern somit Schäden im nachgelagerten Netz. Die Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherungen sind für das Abschalten bei Überlast zuständig.

¹⁷ Vgl. [Schalter]

¹⁸ Vgl. [Netzstruktur]

¹⁹ Vgl. [Schutzeinrichtung]

Die Größe der zu verwendenden Trafosicherungen, für die Hoch- und Niederspannungsseite der Transformatoren, lässt sich über die Tabelle im Tabellenanhang, Seite LXV, Tabelle 3 ermitteln. Die in dieser Tabelle genannte Bezeichnung gTr-Sicherung bedeutet lediglich, dass ein Ganzbereichsschutz für Verteilertransformatoren gegeben ist, wobei die Bezeichnung gG Stromkreissicherung für einen Standardtyp bzw. für allgemeine Aufgaben steht. Um das Auslösen solcher Sicherungen zu erkennen, ist ein Schlagstiftsystem integriert, welches durch einen heraustretenden Bolzen ersichtlich ist. Die Einbaurichtung ist daher zwingend zu beachten.^{19,20}



Abbildung 8: HH-Sicherung (links) und NH-Sicherung (rechts)

2.1.1.2 Aktuelle Themen der Energieversorgung

Für eine sichere Energieübertragung ist der Ausbau auf intelligente Netze, und die dadurch resultierende Netzstabilität unumgänglich. In Zeiten der Energiewende ist es unbedingt notwendig, die Energiereserven bestmöglich zu nutzen. Mit diesem Abschnitt wird ein Einblick in die aktuellen Themen, wie die Stromerzeugung mittels regenerativen Energiequellen und das Unbundling der EVU's geben.

²⁰ Vgl. [Netzstruktur]

2.1.1.2.1 Liberalisierung der Energiemärkte

Die Monopolstellen öffentlicher Stromversorger führten bereits in den Achtziger Jahren, aufgrund der stetig steigenden Energiekosten, zu vermehrtem Zweifel an deren Zweckmäßigkeit. Nach ausgelösten Diskussionen über den Energiemarkt, wurde während der Errichtung des europäischen Binnenmarktes auch die Energiewirtschaft reformiert.²¹

Trotz der Gesetzesnovelle bezüglich des Energiemarktes befinden sich einzelne Länder noch in unterschiedlichen Stadien der Liberalisierung.²² Ungeachtet davon zeichnet sich ein allgemeiner Liberalisierungspfad der Energiewirtschaft ab, welcher in Abbildung 9, Liberalisierungspfad, gezeigt wird.

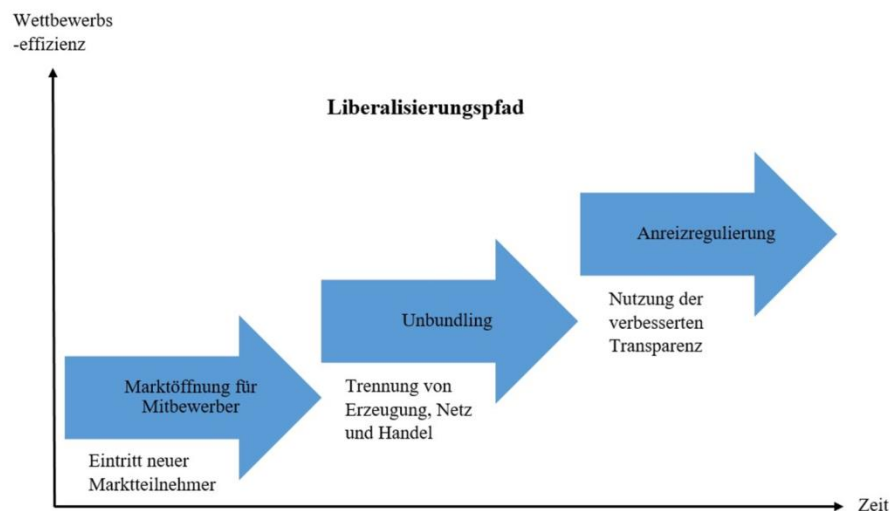


Abbildung 9: Liberalisierungspfad²²

Die Regulierung des Marktzuganges wird bei der ersten Stufe, der Marktöffnung für Mitbewerber, aufgehoben. Durch dies ergibt sich für Wettbewerber die Möglichkeit, in die Wertschöpfungsstufen Handel, Vertrieb und Energie einzusteigen. In der zweiten Stufe, dem Unbundling, sind die großen EVU's um Wettbewerbsvorteile zu vermeiden verpflichtet, die Entflechtung der Wertschöpfungskette durchzuführen. Die Bereiche Erzeugung, Netz und Vertrieb/Handel müssen sich somit strikt einer eigentums- oder organisatorischen Trennung unterziehen. Als dritte Stufe gilt die Anreizregulierung. Diese trägt entscheidend zum Liberalisierungserfolg bei und wird hauptsächlich dazu genutzt, um in diesem natürlich vorhandenen Monopolbereich, die Kostensenkungspotenziale zu erhöhen. Wie aus diversen Studien ersichtlich, wurde bereits kurze Zeit nach der Liberalisierung eine deutliche Strompreissenkung erreicht.²²

Allerdings brachte die Liberalisierung des Strommarktes nicht nur Vorteile. Unabhängiges Kaufen und Verkaufen großer Strommengen, wie das Beispiel des Blackouts in Italien im

²¹ Vgl. [Unbundling]

²² Vgl. [Energiemarkt]

Jahr 2003 zeigt, kann Probleme im Stromnetz verursachen. Norditalienische Pumpspeicherbetreiber kauften, um deren Wasserspeicher zu füllen, große Mengen an günstigen nordeuropäischen Strom. Die damals noch schlecht ausgebaute 380 kV Leitung in der Schweiz wurde Richtung Norditalien komplett überlastet. Schutzelemente lösten aus und schalteten Teile des Netzes komplett stromlos. Aus diesem Grund mussten etwa 57 Millionen Menschen gebietsweise bis zu zwei Tage ohne elektrischen Strom auskommen.²³

2.1.1.2.2 Umstieg auf regenerative Energiequellen

Bezogen auf die Umstellung auf erneuerbare Energien und die Reduktion von Treibhausgasen steht Österreich vor großen Herausforderungen. Um die Energieversorgung auch ohne fossile Brennstoffe sicher zu stellen muss in Österreich noch einiges investiert werden.

Des Weiteren ist es wichtig, den globalen Klimawandel zu bremsen und der Ressourcenknappheit von Öl oder Kohle entgegen zu wirken. Volatile Energiepreise sind Folge der zurzeit großen Importabhängigkeit diverser Energiequellen aus dem Ausland. Die Unsicherheit der Versorgung aus politisch instabilen Regionen lässt Zukunftsfragen über die weitere Entwicklung der europäischen Energieversorgung aufkommen. Eine rasche und konsequente Durchführung bzw. Einhaltung der vorgegebenen Energiestrategien ist aus diesen Gründen unumgänglich.

Im Grunde bestehen die Energiestrategien aus drei verschiedenen Punkten. Die konsequente Steigerung der Energieeffizienz muss in mehreren Bereichen eingehalten werden, und ist somit der erste Punkt definiert. Diese Bereiche setzen sich aus der Reduktion des Kühl- und Wärmebedarfs in Gebäuden, der Verminderung des Haushaltsstromes, der Umsetzung alternativer Antriebe, wie Elektromobilität, und aus einem effizienteren Primärenergieeinsatz zusammen. Zweitens ist der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen im Bereich der Wasserkraft, Windkraft, Biomasse und der PV-Anlagen sowie der innovativen Energieplanung entsprechend der regionalen Stärken über beispielsweise Fernwärmenetze zu fokussieren. Dieser Punkt beinhaltet auch die Einhaltung der EU-Richtlinie, welche im Verkehrsbereich eine Verwendung von Energie aus mindestens zehnpromzentiger Erzeugung durch erneuerbarer Energiequellen vorsieht. Der dritte Punkt sieht vor, dass die Netzinfrastuktur der Energieversorger für zukünftige, dezentrale Verbraucher gewappnet ist und dementsprechend angepasst wird.²⁴

2.1.1.2.3 Smart Metering

Um eine besser Zählererfassung zu ermöglichen, tauschten die EVU's zu Beginn der Digitalisierung, die herkömmlichen mechanischen Ferraris Zähler auf Smart Meter aus. In erster Linie ging es den Energieversorgungsunternehmen ausschließlich um die Einsparung der Zählerstandsableser. Die automatische digitale Messdatenübermittlung vereinfachte die

²³ Vgl. [Blackout Italien]

²⁴ Vgl. [Regenerativ]

Rechnungsstellung enorm. Aktuell werden Smart Meter nicht nur mehr im Strombereich verwendet, sie finden auch in den Sparten Wasser, Gas und Fernwärme Anwendung. Der Hauptgrund für die flächendeckende Umstellung auf Smart Meter ist jedoch mit den EU-Zielen, wie die CO₂-Emission zu verringern, energieeffizienter zu werden und die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen voranzutreiben, gekommen.^{25,26}

Der Datenaustausch für Smart Meter funktioniert zunächst über eine lokale Zähler Knoten Kommunikation, die sogenannte Multi Utility Communication. Über eine in der Nähe liegende Trafostation kommuniziert diese Schnittstelle über Power Line Communication mit dem Datenkonzentrator.

Der Aufbau von modernen Netzwerken wird in Abbildung 10, Aufbau Smart Meter Netzwerk, gezeigt und besteht aus den Kommunikationseinheiten, den sogenannten Smart Meter Gateways. Über dieses Gateway werden die verschiedenen Metrologienetzwerke mit den jeweiligen Heimnetzwerken verbunden, und leitet die Informationen an die Leitstelle weiter.²⁵

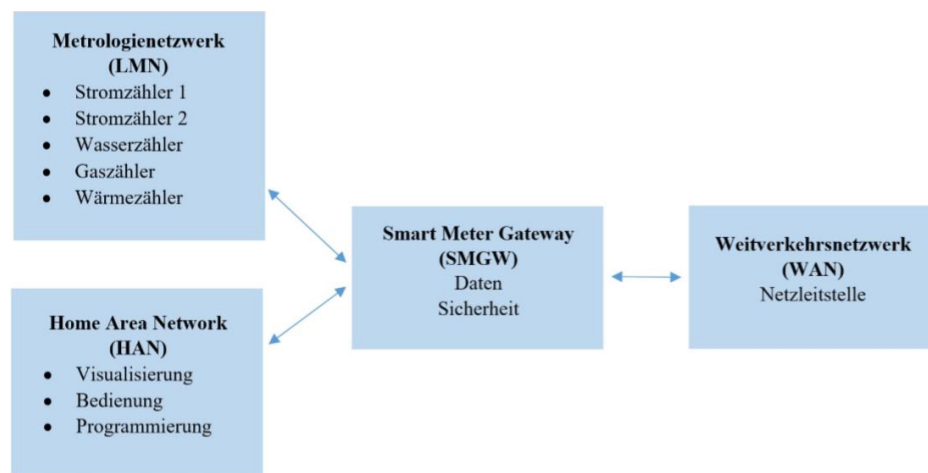


Abbildung 10: Aufbau Smart Meter Netzwerk²⁵

Als innovative technologische Grundlage im Smart Grid dient die, wie in Abbildung 10 ersichtlich, bidirektionale Kommunikation zwischen den verschiedenen Komponenten. Zum einen gibt es die Möglichkeit, dass Nutzer dadurch deren Energieverbrauch Online rund um die Uhr beobachten können. Dies führt zu erhöhtem Bewusstsein bezüglich dem Energieverbrauch. Zum anderen, sofern die Möglichkeit bereits geschaffen ist, können flexible Tarifmodelle gewählt werden.²⁶

Intelligente Zähler sind auch als vier Quadranten Zähler einsetzbar. Dies bedeutet, dass diese auch für Einspeiseanlagen geeignet sind. Sie können die Daten der dezentralen Ener-

²⁵ Vgl. [Unbundling]

²⁶ Vgl. [Smart Meter]

giequellen weitergeben und bei z.B. Smart Home Lösungen die Verbrauchsdaten über entsprechende Endgeräte anzeigen zu lassen und dementsprechende Steuerung durchzuführen. Auch wichtige Elemente im Smart Grid, wie regelbare Transformatoren, funktionieren nur mit richtigem Feedback aus den Smart Metern. Immer mehr werdende dezentrale Verbraucher und Erzeuger lassen die Herausforderung, das Stromnetz stabil zu halten, wachsen.

Derzeit ist es durch beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke noch machbar, Lastspitzen abzudecken, allerdings wird dies zukünftig nicht ohne ein intelligenter werdendes Netz, dem Smart Grid, möglich sein. Erzeuger und dezentrale Speicher, können durch diese Grids in einem großen Verbund miteinander kommunizieren. Der Verbund, auch virtuelles Kraftwerk genannt, bildet den Grundsatz für eine intelligente Stromversorgung.

2.1.1.2.4 Demand Side Management

In der Betriebsführung der Stromnetze werden erneuerbare Energien zukünftig eine wesentliche Rolle spielen. Dezentrale Energieerzeuger, sowie Speicheranlagen und Elektrofahrzeuge werden über die Regelung im Netz bestimmen. Daher ist es unumgänglich, neue Konzepte für das zukünftige Energiemanagement zu entwickeln, welche sich beispielsweise durch das Demand Side Management, auch DSM genannt, verwirklichen lassen. Das DSM bietet verschiedene Möglichkeiten zur Einbindung von Managementstrategien in das Energiesystem.

Das DSM ist im Grunde eine sehr flexible Anwendung. Es reicht vom Peak Shaving, so nennt man das Vermindern der maximalen Bezugsleistung, über das Verlagern der Energienachfrage zum Zeitpunkt günstigerer Energiepreise, bis hin zur Bereitstellung von Regelleistung.

Durch eine indirekte Steuerung der Kunden, kann die Durchführung von Demand Side Management durch diese selbst geschehen. Sie können zum Beispiel über Smart Home Lösungen, in Verbindung mit Smart Meter, auf den aktuellen Preis der Energieversorgungsunternehmen reagieren. Auch durch eine direkte Steuerung durch das EVU selbst, kann die Kundenanlage beeinflusst werden.²⁷ Sozusagen gehören alle Handlungen, welche Auswirkung auf die Stromnachfrage haben, zum DSM.²⁸

Die Verbrauchs- und Laststeuerung gelten als die wesentlichen zwei Hauptbereiche des Demand Side Management.

²⁷ Vgl. [DSM]

²⁸ Vgl. [DSM2]

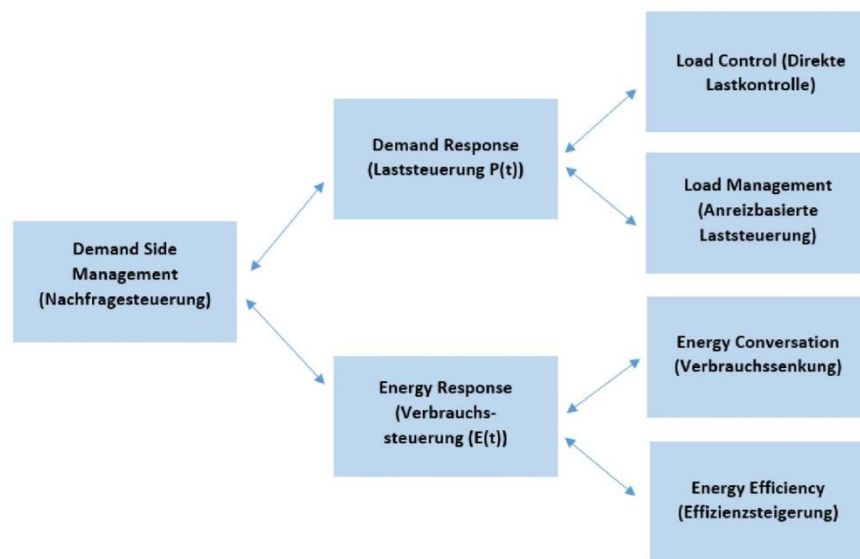


Abbildung 41: Hauptbereiche des Demand Side Managements

Demand Response und Energy Response unterscheiden sich dadurch, dass beim Demand Response die Lastkurve entsprechen angeglichen, und beim Energy Response der Strombedarf so gering als möglich gehalten wird. Vorrangig verwendete Methoden für die Laststeuerung ist das Direct Load Control, ist eine direkte Laststeuerung, oder das Incentive Based Load Management, gilt als anreizbasierte Laststeuerung. Als variable Größe gilt hierbei die Bereitschaft der Kunden, diese innovative Technik zu verwenden sowie die technische Basis, ob und mit welchem Aufwand eine Umsetzung möglich ist. Wie bereits erwähnt, wird bei der Verbrauchssteuerung der Strombedarf minimiert und nicht auf den Leistungsbedarf Rücksicht genommen. Eine Umsetzung ist durch Verwendung von beispielsweise effizienteren Betriebsmitteln, oder durch Reduzierung der Benutzungshäufigkeit der Elektrogeräte möglich.²⁸

2.1.1.2.5 Energiespeicher

Einen wesentlichen Teil zur intelligenten Netzauslastung tragen die in Punkt 2.1.1.2.4 beschriebenen Punkte bei. Speicherung von im Stromnetz auftretenden Energieüberschüssen ist notwendig, damit auch in energiearmen Zeiten Netze mit genügend Energie versorgt werden können. Dafür gibt es viele verschiedene Varianten, welche situationsabhängig eingesetzt werden. In folgenden Technologien sind beispielsweise innovative Methoden dafür zu finden.²⁹

- Power to Gas
- Power to Heat
- Akkumulatoren
- Redox-Flow

²⁹ Vgl. [Netzstruktur]

- Druckluftspeicher
- Doppelschichtkondensator
- Pumpspeicherkraftwerke

Zur Einhaltung der Versorgungsqualität werden, aufgrund der heutzutage vielen dezentralen Stromeinspeiser, solch Speicher immer relevanter.

2.1.1.2.6 Leitungsüberwachung durch Monitoring

Über eine dauerhafte Leitungsüberwachung, mit der Kontrolle der aktuellen Leiterseiltemperatur oder mit Information über den Bodenabstand von Freileitungen, lassen sich wesentliche Schlüsse über die Auslastung ziehen. Dadurch ist es möglich, an Zeiten mit günstigen Witterungsverhältnissen, die Leitung höher als die berechnete maximale Last zu belasten.³⁰

Knotenspannungen, Phasenwinkel und Ströme ganzer Verbundsysteme lassen sich bereits durch das sogenannte „Wild Area Monitoring“, eine auf Satellitenüberwachung basierende Technologie, ermitteln. Anbahnende Großstörungen lassen sich damit bereits in vielen Situationen voraussagen.³¹

2.1.1.3 Allgemeine und wirtschaftliche Vorgaben

Die in 2.1.1.2.3 bis 2.1.1.2.6 erklärten technischen Entwicklungsmöglichkeiten weisen spezifische Vor- sowie Nachteile auf und werden mittel- und langfristig für individuell passende Anforderungen Verwendung finden. Die folgenden Punkte sollen einen Überblick über die Wichtigkeit der Energieversorgung im 21. Jahrhundert mit deren Ausfallsicherheit geben und über die Beurteilung der anfallenden Kosten und deren möglichen Beurteilungsweise für etwaige Maßnahmen informieren.

2.1.1.3.1 Versorgungszuverlässigkeit als Qualitätsvorgabe

Heutzutage kommt für die meisten Stromnutzer der Strom ausschließlich aus der Steckdose. Die notwendige komplexe Technologie für eine dahintersteckende versorgungssichere Übertragung wird dabei nicht weiter hinterfragt. Die wenigsten sind sich bewusst, welche Lebensqualität aufgrund der Energieversorgung entsteht, uns was ein länger andauernder Stromausfall bewirken würde. So ist von den Energieversorgungsunternehmen in den nächsten Jahren einiges an Kapital zu investieren, um dieses aktuelle Niveau der Übertragungsnetze auch in Zukunft aufrecht zu erhalten. Die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit des Verteilnetzes haben großen Einfluss auf dessen Versorgungsqualität. Wesentlich ist, bezogen auf die Sicherheitskriterien zumindest, dass die Energieversorgung im Falle einer Störung über einen anderen Weg, ohne andere Teilabschnitte zu überlasten, aufrechterhalten bleibt. Diese Netzaufbauweise wird (n-1)-strukturiert genannt. Ist diese Aufbauweise nicht gegeben, ist es notwendig, den ursprünglichen Betriebszustand

³⁰ Vgl. [Netzstruktur]

³¹ Vgl. [Unbundling]

auf schnellstmöglichem Weg durch entsprechende Netzsicherstellungen wieder herzustellen. Ein weiterer wichtiger Punkt ist, die Netze für die Herstellung einer sicheren Übertragung nicht strahlenförmig auszuführen, sondern möglichst als vermaschtes Netz aufzubauen. Siehe Abbildung 2, Seite 14.

Als Dauer von Ausfällen nach Störungsfällen wird die Zuverlässigkeit verstanden. Diese hängt direkt mit der Volkswirtschaft zusammen und ist ausschlaggebend für die Bereitschaft um Investitionen zu tätigen. Toleranz gegenüber Ausfällen ist abhängig von der Unterbrechungszeit und der Spannungsebene und ist von Land zu Land unterschiedlich. Der Zeitraum wie lange ein Betriebsmittel oder ein Stromeinspeiser verfügbar oder laut Vorhersagen verfügbar sein wird, gibt Auskunft über die Stromverfügbarkeit. Ausfallzeiten aufgrund von Revisionen oder Instandhaltungsarbeiten, entspricht planmäßige Abschaltungen, werden dabei auch berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur ist für die Einhaltung aller Kriterien zur versorgungssicheren Übertragung zuständig. Eine Anreizregulierung zur Steigerung der Effizienz der EVU's, welches zu vernünftigen Erhaltungs- und Erweiterungsinvestitionen führt, wird durch die staatliche Aufsicht verursacht. Um dafür Richtlinien vorgeben zu können, werden durch die Bundesnetzagentur Zuverlässigkeitsdaten der Netzbetreiber gesammelt und daraus Zuverlässigkeitszahlen und Referenzwerte generiert. Diese Daten werden dann zur Erstellung von Qualitätsvorgaben verwendet.³² Da die Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit einen wesentlichen Bestandteil dieser Arbeit darstellt, werden die Bewertungsverfahren im Punkt 2.2.1 extra beschrieben.

2.1.1.3.2 Geltende Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen

Im Energiewirtschaftsgesetz, welches die Stromversorgung beinhaltet, werden vom Gesetzgeber etwaige Bestimmungen für die Energiewirtschaft formuliert. In diesem Gesetz ist festgelegt, dass die Versorgung der Allgemeinheit möglichst verbraucherfreundlich, preisgünstig, umweltfreundlich und effizient gehalten werden muss.

In der Netzentgeltverordnung ist im Weiteren definiert, dass die Netzentgelte, auch Netznutzungsentgelte genannt, nachvollziehbar gestaltet werden müssen. Auch die Ermittlung der Entgelte für die Energielieferanten wird in dieser Verordnung definiert. Größere Netzinvestitionen sind nicht nur von wirtschaftlichen Faktoren abhängig, sondern werden auch durch diverse politische Entscheidungen geprägt.^{32,33} Die Kosten der Investitionen lassen sich in drei Hauptkategorien gliedern:

- Kapitalkosten
- Betriebskosten
- sonstige Kosten

³² Vgl. [Unbundling]

³³ Vgl. [Schaltanlagen]

In die Hauptkomponenten, Abschreibungen und Zinsen, werden die Kapitalkosten aufgeteilt. Für Netzausbauten und Instandhaltungsarbeiten für den Energietransport und für die Energieverteilung sind von den EVU's große Summen an Investitionen aufzubringen. Der Kapitaleinsatz, KE , deckt zum einen die indirekten Ausgaben, welche durch etwaige Planungen und Vorarbeiten anfallen und zum anderen die direkten Kosten, die für die Umsetzung der Projekte benötigt werden. Aus dem Kapitaleinsatz, welcher sich aus der Umsetzung und das Tätigen der Investitionen ergibt, entsteht ein Anlagevermögen. Aufgrund des Verschleißes und des allgemeinen technischen Fortschrittes verliert dieses Anlagevermögen über die Jahre an Wert.

Für Verteilerkästen, Leitungen, Umspannstationen und sonstige elektrotechnische Betriebsmittel ist eine gewisse Nutzungsdauer definiert. Nach Ablauf dieser Nutzungsdauer haben diese Betriebsmittel nur mehr einen entsprechenden Restwert. Versicherungen berufen sich bei Beschädigungen oder dergleichen auf diesen Restwert, und legen dadurch die für sie relevante Schadenssumme fest. Die entsprechend der Stromnetzentgeltverordnung definierte Nutzungsdauer der Betriebsmittel soll die im Tabellenanhang, Seite LXIII, Tabelle 4, Nutzungsdauer der Betriebsmittel, zeigen.³⁴ Welche Summe im Geschäftsjahr als abgeschriebenes Kapital K_{Absch} geltend gemacht werden kann, ist von der Nutzungsdauer T_n abhängig. Das abzuschreibende Kapital errechnet sich wie folgt.

$$K_{Absch} = \frac{KE^*}{T_n}$$

Formel 1: abzuschreibendes Kapital

Das Fremd- und Eigenkapital wird unterschiedlich betrachtet, daraus ergibt sich KE^* . Nach dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung gilt beim Eigenkapital der Wiederbeschaffungswert KE_{wb} . Direkt zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme muss das Fremdkapital getilgt werden und ist ab dann nicht mehr veränderbar. Folgende Beziehung ergibt sich für den abzuschreibenden Kapitaleinsatz KE^* , in der KE_{eig}/KE die Eigenkapitalquote darstellt.³⁴

$$KE^* = (KE - KE_{eig}) + KE_{eig} \cdot \frac{KE_{wb}}{KE} = KE \cdot \left(1 - \frac{KE_{eig}}{KE}\right) + KE_{wb} \cdot \frac{KE_{eig}}{KE}$$

Formel 2: abzuschreibender Kapitaleinsatz

Zur Zinsberechnung werden die kalkulatorischen Zinsen verwendet. Dabei sind die jeweiligen Mittelwerte der langfristigen Geldanlagen für die Zinsermittlung zu verwenden. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist zu beachten, dass sowohl Eigenkapital als auch Fremdkapital miteingerechnet werden müssen. Anfallende Kosten, bei denen Betriebskosten, Kapitalkosten und sonstige Kosten anfallen, sind zeitpunktgenau zu berücksichtigen. Die Betriebskosten unterteilen sich in betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten. Zu den betriebsgebundenen Kosten zählen grundsätzlich die Bedienungs-, Überwachungs- und Wartungskosten sowie Schadenversicherungen. Die jährliche Berechnung wird abhängig von der Bemessungsleistung P_r und den dadurch entstehenden Kapitaleinsatz KE durchgeführt.

Die leistungsabhängigen Kosten $K_{P,b}$, werden in Abhängigkeit von $c_{P,b}$, meist zwischen 0,5 % und 1 %, wie folgt berechnet.^{34,35}

$$K_{P,b} = c_{P,b}(KE) \cdot KE$$

Formel 3: leistungsabhängige Kosten

Die verbrauchsgebundenen Kosten K_w , welche oft höher ausfallen, beinhalten beispielsweise die Primärenergie wie Brennstoffkosten zur Stromerzeugung. Diese Kosten werden über den mittleren spezifischen stationären Wärmeverbrauchswert $q(P)$ sowie den mittleren Wärmepreis ω berechnet.³⁴

$$K_w = q(P) \cdot P \cdot \omega$$

Formel 4: verbrauchsgebundene Kosten

Die sonstigen Kosten sind genau wie die Betriebskosten auf ein Jahr zu rechnen. Dazu gehören allgemeine Abgaben, Versicherungen, welche nicht zu den beschriebenen Schadensversicherungen zählen, und Steuern. Die Berechnung der sonstigen Kosten gleicht derjenigen der leistungsabhängigen Kosten und ist wie folgt zu ermitteln.

$$K_{P,sonst} = c_{P,sonst}(KE) \cdot KE$$

Formel 5: sonstige Kosten

2.1.2 Risikomanagement und Risikocontrolling

Unter Risikomanagement versteht man die organisatorische Regelung zur Messung und Steuerung aller möglichen in einem System auftretenden Risiken.³⁶ Es ist ein Hauptbestandteil der Unternehmensführung und stellt die kompletten organisatorischen Maßnahmen und Prozesse dar, die zum Erfassen, Überwachen, Beurteilen und Steuern von Risiken gedacht sind.³⁷ Nochmals bezugnehmend siehe Abbildungsanhang, Seite LXX, Abbildung 24, Risikomanagement als Prozess.

³⁴ Vgl. [Unbundling]

³⁵ Vgl. [Schaltanlage]

³⁶ Vgl. [Risikomanagement]

³⁷ Vgl. [RuR]

Wie in Abbildung 24 ersichtlich, lässt sich das Risikomanagement in die Kernphasen der Risikoidentifikation, Risikoanalyse, Risikobewertung, Risikosteuerung und Risikoüberwachung unterteilen. Die Bezeichnungen für die einzelnen Phasen unterscheiden sich je nach verwendeter Literatur.

Folgend werden in der Risikopolitik die Beurteilungsschwerpunkte definiert und dementsprechend im Risiko Reporting Berichterstattung erteilt.

Überprüft wird dieser Kreislauf des Risikomanagements von der Prozessüberwachung und dem Risikocontrolling. Das Zusammenspiel zwischen Risiko, Risikomanagement und Risikocontrolling wird im Abbildungsanhang, Seite LXXI, Abbildung 25, Risikomanagement und Risikocontrolling, dargestellt.

Wie im Tabellenanhang, Seite LXVII, Tabelle 5, verschiedene Methoden, Verfahren und Instrumente, tabellarisch ersichtlich, gibt es eine Vielzahl von Werkzeugen. Jedoch ist nicht jedes Werkzeug für jeden Ablauf im Risikomanagement ideal.

Unter Risikocontrolling wird ein Instrument des Risikomanagements, zur Messung und Überwachung der Risikostellen und der daraus möglichen verursachten Auswirkungen, verstanden.³⁸

Das Risikocontrolling wird ähnlich wie beim Risikomanagement in die vier Bereiche der Planung, Kontrolle, Information und Organisation aufgeteilt. Um frühestmöglich Risiken erkennen zu können, sollte es ein fester Bestandteil jedes Unternehmens sein. Je früher Risiken erkannt werden, desto leichter kann ihnen entgegenwirkt werden.

2.1.2.1 Risikomanagement in der Salzburg AG

Das Ausmaß der einzelnen Risiken und Chancen wird mit Hilfe der Bewertung erfasst. Die Bewertung muss deshalb erfolgen, um eine Risiko- und Chancensteuerung durch das Risikomanagement zu ermöglichen. Ohne Kenntnis der Auswirkung oder der Eintrittswahrscheinlichkeit ist eine Steuerung von Risiken und Chancen durch Risikomanagementaktivitäten insbesondere der Risk Owner nicht durchführbar.

Für die Erfassung der ermittelten Chancen und Risiken ist das vom Risikomanagement bereitgestellte Formular zu verwenden, um eine einheitliche Dokumentation der identifizierten Risiken und Chancen zu gewährleisten. Abbildung des Formulars im Abbildungsanhang, Seite LXXII, Abbildung 26, Risiko- und Chancenbewertungsbogen der Salzburg AG.

³⁸ Vgl. [Risikocontrolling]

Das Ziel der Bewertung besteht darin, die Ursachen und Wirkungen von Chancen und Risiken ersichtlich zu machen. Durch die Klassifizierung der Chancen und Risiken kann entsprechend des Auswirkungspotenzials eine Rangordnung erstellt werden, die als Basis für die Zusammenfassung der Chancen und Risiken dient.

Mittels der gesammelten Chancen und Risiken wiederum wird die Wirkung dieser auf die Unternehmensziele beurteilt. Die Bewertung beziehungsweise Aktualisierung erfolgt quartalsweise, oder bei besonderen Ereignissen, die eine dementsprechende Auswirkung auf das Unternehmensergebnis haben, anlassbezogen.³⁹ Eine beispielhafte Darstellung des Risiko- und Chancenpotenzials ist im Abbildungsanhang, Seite LXXIII, Abbildung 28, Beispieldarstellung Risiko- und Chancenpotenzial, zu finden.

Die Anforderungen an die Bewertung definieren sich wie folgt:

- **Objektivität:**
Wenn möglich soll im Zuge der Bewertung der Auswirkung ein Marktbezug hergestellt werden, um Objektivität zu schaffen (z. B. bei Preisrisiken). Bezüglich unternehmensinterner Chancen und Risiken sind mehr oder weniger subjektive Schätzungen nötig.
- **Vergleichbarkeit:**
Um eine Vergleichbarkeit von Chancen und Risiken zu ermöglichen, müssen zur Bewertung einheitliche Methoden und Daten verwendet werden.
- **Quantifizierung:**
Durch Quantifizierung ist es möglich, eine Bestandsgefährdung beziehungsweise wesentliche Abweichungen von Zielgrößen zu erkennen. Darüber hinaus ermöglicht die Quantifizierung die Zusammenfassung der Einzelrisiken.
- **Berücksichtigung von Abhängigkeiten:**
Im Zuge der Zusammenfassung sind Kompensationseffekte und Interdependenzen zwischen den einzelnen Risiken zu berücksichtigen. Diese sind oft schwer festzustellen. Werden sie außer Acht gelassen, kann dies zu verzerrten Informationen und in weiterer Folge zu falschen Maßnahmen führen.
- **Bewertung der Chancen und Risiken:**
Die Bewertung der Auswirkung erfolgt auf Bruttobasis. Im Berichtswesen werden bereits getroffene und existente Vorsorgemaßnahmen, wie zum Beispiel Versicherungen oder bilanzielle Vorsorgen, im Sinne von Rückstellungen berücksichtigt, so dass nur die Netto-Auswirkung reportet wird.

³⁹ Vgl. [Chancen und Risiken]

Um die in der Salzburg AG identifizierten Chancen und Risiken quantitativ zu erfassen und zu bewerten, werden die Auswirkung und die Eintrittswahrscheinlichkeit beziehungsweise die Eintrittshäufigkeit herangezogen.

Als ersten Schritt der Risiko- und Chancenbewertung ist der Bewertungsbogen auszufüllen. Siehe wiederum Abbildungsanhang, Seite LXXIII, Abbildung 26, Risiko- und Chancenbewertungsbogen der Salzburg AG. Im Zuge dessen müssen Einzelrisiken und Chancen kategorisiert und inhaltlich beschrieben, deren Auswirkung auf Bilanzgrößen angegeben sowie auf die Datengrundlage der Beurteilung verwiesen werden. Darüber hinaus ist eine Bewertung des Risikos beziehungsweise der Chance vorzunehmen. Bei erfassten Risiken ist die Maßnahme gegen das Risiko, sofern diese existiert, schriftlich festzuhalten.

Darauf folgend sind die einzelnen Chancen und Risiken analog zum im Abbildungsanhang, Seite LXXIII, Abbildung 27, Risikomatrix und Chancenmatrix abgebildeten Raster zu gliedern. Die Auswirkung wird in die Kategorien unbedeutend, moderat, wesentlich und gravierend eingeteilt. Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist in gering, mittel, hoch und sehr hoch unterteilt. Diese Art der Risikodarstellung liefert eine Übersicht der Intensität der Chancen und Risiken beziehungsweise gibt Auskunft darüber, wie hoch die Anzahl der in den jeweiligen Klassen identifizierten Chancen und Risiken ist.⁴⁰ Siehe Tabellenanhang, Seite LXVIII, Tabelle 6, Gliederung Eintrittswahrscheinlichkeit.

Als Richtwerte zur Einteilung der Klassen für die Auswirkung in Euro werden Prozentsätze des EGT herangezogen. Hierzu ist vorab zu erwähnen, dass jene Chancen oder Risiken, die eine Auswirkung unter 300.000 Euro aufweisen, im Rahmen des Risikomanagements nicht berücksichtigt werden. Risiken sind mit negativer Auswirkung zu erfassen, Chancen jedoch analog mit positiver Auswirkung.

Für die Salzburg AG wurde die zahlenmäßige Einteilung der Auswirkung von Chancen und Risiken sowie der Eintrittswahrscheinlichkeit wie im Tabellenanhang, Seite LXVIII, Tabelle 7, Auflistung der Auswirkungen, festgelegt.

Für die übersichtliche Darstellung der Chancen und Risiken wird in der Salzburg AG eine Riskmap verwendet, in der die bewerteten und kategorisierten Chancen und Risiken in der Einzeldarstellung abgebildet werden. Auf der Vertikalachse wird die Eintrittswahrscheinlichkeit aufgetragen und auf der Horizontalachse wird die Auswirkung des Ereignisses dargestellt. Risiken werden auf der Negativseite und Chancen auf der Positivseite der Horizontalachse dargestellt.⁴¹ Jedes Risiko kann, innerhalb seines Betrachtungszeitraumes, entlang der Horizontalachse, hinsichtlich seiner Auswirkung, zu einer Chance werden oder umgekehrt. Die Riskmap kann für die Salzburg AG gesamt, auf Bereichsebene beziehungsweise auf Basis der Risikokategorien erstellt werden. Eine beispielhafte Darstellung ist im Abbildungsanhang, Seite LXXIV, Abbildung 29, Beispiel Riskmap, zu finden. Für die Ermitt-

⁴⁰ Vgl. [Matrix]

⁴¹ Vgl. [Riskmap]

lung der Auswirkungen der Risiken auf das Gesamtergebnis der Salzburg AG ist die Bestimmung der Gesamtrisikoposition notwendig. Diese Berechnung erfolgt in einem mathematischen Risikomodell, in dem alle Risiken entsprechend ihrer Auswirkungen und Eintrittswahrscheinlichkeiten erfasst, sowie entsprechend der Restlaufzeit zum Jahresende berücksichtigt werden. Die Berechnung erfolgt mit Hilfe einer Monte Carlo Simulation, wobei die eingelesebenen Risiken numerisch dargestellt und die Werte durch eine große Anzahl wiederholter Zufallsexperimente generiert und simuliert werden. Die Eingangsparameter für das Risikomodell werden, wie im Tabellenanhang, Seite LXVIII, Tabelle 8, dargestellt und mit Daten beziehungsweise mit Ergebniszeitreihen aus Vorsystemen beaufschlagt.

Grundlage für das Risikomodell ist der Datenbankauszug der Risikodatenbank R2C in der alle unternehmensweiten Risiken hinsichtlich den Parametern wie Auswirkung, Eintrittswahrscheinlichkeit und Angaben zu den Organisationseinheiten verwaltet werden. Für ausgewählte Risiken bestehen energiewirtschaftliche oder betriebswirtschaftliche Simulationsmodelle, welche die Risikoauswirkung in Form von Wahrscheinlichkeitsverteilungen abbilden. Das Kontrahenten Risikomodell ist direkt im Gesamtmodell abgebildet und wird von einem Datenbankauszug des Handelssystems hinsichtlich der vergebenen Limits, der Limitausnutzung und hinterlegten Sicherheiten beschickt.

Die Gesamtrisikoberechnung erfolgt mittels der Value at Risk-Methode, wobei es auch möglich ist, die Risikoaggregation auf Unterpositionen, wie Bereiche und Organisationseinheiten durchzuführen. Die errechnete Gesamtrisikoposition zeigt die mögliche Abweichung vom geplanten Unternehmensergebnis bis zum Ende des Berichtszeitraumes.⁴² Im Abbildungsanhang, Seite LXXIV, Abbildung 24, Beispiel Riskmap, ist eine schematische Darstellung abgebildet.

2.1.2.2 Risikocontrolling in der Salzburg AG

Auf Basis der Risiko- und Chancenidentifikation und Chancenbewertung lassen sich für die Risiken Bewältigungsmaßnahmen entwickeln. Im Sinne der Risikosteuerung können Risiken vermieden, reduziert oder auch bewusst eingegangen werden. Mittels der Risikosteuerung soll ein optimales Verhältnis zwischen Risiken und Chancen hergestellt werden. Grundsätzlich können aktive, passive oder auch keine Maßnahmen zur Steuerung ergriffen werden.

Aktive Maßnahmen (präventiv):

- Risikovermeidung:
Es wird auf Aktivitäten verzichtet, die ein großes Risiko darstellen.
- Risikoverminderung:
Teilweise oder gänzliche Ausschaltung von Risiken.

⁴² Vgl. [VaR]

- Risikodiversifikation:
Streuung des Risikos. Diese kann objektbezogen oder personenbezogen erfolgen.

Passive Maßnahmen (korrektiv):

- Risikotransfer:
Risiko wird zum Beispiel auf Versicherungen, Kapitalmärkte, vor- oder nachgelagerte Stufen der Wertschöpfungskette im Unternehmen übertragen.
- Risikovorsorge:
Zur Risikodeckung werden Finanzmittel des Unternehmens bereitgestellt.

Die letztendlich verbleibenden Risiken werden bewertet, um zu entscheiden, ob diese selbst getragen werden können. Im Abbildungsanhang, Seite LXXIV, Abbildung 30, Risikosteuerung, wird der Vorgang grafisch beschrieben.

Die Aufgabe der Risikoüberwachung ist, die Entwicklung der verschiedenen Risiken zu verfolgen und wenn nötig Maßnahmen zur Risikosteuerung einzuleiten. Darüber hinaus ist die Kontrolle der Umsetzung und Wirksamkeit von Steuerungsmaßnahmen Teil der Risikoüberwachung. Die Steuerung der Risiken obliegt primär dem Risk Owner, sprich den jeweiligen Bereichen in der Salzburg AG.

Die Abstimmung mit dem Budget und den Erwartungswerten setzt eine systematische Verknüpfung der Controlling Aktivitäten mit dem Chancen- und Risikomanagement voraus. Darstellung im Abbildungsanhang, Seite LXXIV Abbildung 31, Risikoüberwachung. Das Ziel der Risikoüberwachung sind die Überraschungsfreiheit der Ergebnisse sowie eine aktive Ergebnissteuerung.

Im Rahmen des Reportings wird über alle vom Risikomanagementprozess erfassten Bereiche berichtet. Das Berichtswesen beinhaltet alle Informationen über identifizierte und bewertete Chancen und Risiken, über die Umsetzung eingeleiteter Maßnahmen sowie die Kontrolle der Risiken und deren Überwachung.

Die Informationsversorgung erfolgt einerseits gesammelt über die Gesamtrisikorisikoposition an die Unternehmensführung und andererseits detailliert an die jeweiligen Risk Owner. Zusätzlich ist der Faktor Zeit - wie entwickeln sich die Risiken im Zeitablauf - zu berücksichtigen. Dadurch ergibt sich eine komplexere Anforderung an das Berichtswesen und in weiterer Folge an die Abwicklung wie bei der Salzburg AG verwendeten Software Produkten (R2C, @Risk, Risk-Kit und Analytica).

Einmal im Jahr werden im Zuge der Budgetgespräche für die einzelnen Bereiche die Risiken und Chancen für das kommende Geschäftsjahr erfasst und bewertet. Je nach Risikointensität der einzelnen Bereiche erfolgen die Updates beziehungsweise Reviews monatlich, quartalweise oder halbjährlich per E-Mail. Der Risikomanagementkalender, wie die Abbil-

dung im Abbildungsanhang, Seite LXXV, Abbildung 32, Risikomanagementkalender, dargestellt, zeigt den Zeitraster der Reviews mit den einzelnen Bereichen. Das Berichtswesen umfasst drei Ebenen von Berichten, die hinsichtlich der Zusammenfassung hierarchisch aufgebaut sind. Die unterste Ebene ist die Dokumentation der Risiko- beziehungsweise Chancenerfassung mit der Darstellung auf Einzelrisikobasis sowie die Berechnung der Auswirkung. Die nächste Ebene ist die Zusammenfassung der Risiken auf Bereichsebene und deren Auswirkung auf das Bereichsergebnis. In der obersten Stufe werden die Auswirkungen der Bereichsrisiken auf das Gesamtergebnis des Unternehmens dargestellt.

- Risikobericht pro Bereich auf Einzelrisikobasis:
Dokumentation der erfassten Chancen und Risiken im Zuge der Budgetgespräche. Der Bericht wird direkt aus der Risikodatenbank R2C erstellt und den Bereichsleitern zur Gegenzeichnung übersendet. Die Reviews werden laut Risikomanagement Kalender durchgeführt, im Zuge dieser Updates werden die Veränderung der einzelnen Chancen und Risiken dargestellt. Berichtsumfang und Ausgestaltung ist Abbildungsanhang, Seite LXXVI, Abbildung 33, Einzelrisiko, ersichtlich.
- Gesamtrisikobericht pro Bereich:
Quartalsweiser Bericht über die Gesamtrisikoposition der einzelnen Bereiche und die mögliche Auswirkung auf das Bereichsergebnis im Zuge des Berichtswesens von FC. Neben der Auswirkung Gesamtrisikoposition werden in diesem Bericht alle dem Bereich zugeordneten Risiken mit den dazugehörigen Parametern, wie Auswirkung und Eintrittswahrscheinlichkeit darstellt. Als Zusatzinformation für die Bereichsleiter enthält der Bericht etwaige Maßnahmenfestlegungen zur Risikosteuerung. Bericht im Abbildungsanhang, Seite LXXVII, Abbildung 34, Einzelrisiko 2, dargestellt.
- Gesamtrisikobericht Salzburg AG:
Quartalsweiser Bericht über die Gesamtrisikoposition der Salzburg AG und die mögliche Auswirkung auf das Unternehmensergebnis im Zuge der Quartalsberichte der Salzburg AG von FC. Dieser Bericht beinhaltet auch den Beitrag der einzelnen Bereiche zur Gesamtrisikoposition des Unternehmens. Bericht im Abbildungsanhang, Seite LXXVIII, Abbildung 35, Einzelrisiko 3, dargestellt. Bezüglich der Top Risiken ist periodisch zu überprüfen, ob, und wenn ja, in welcher Höhe, eine Berücksichtigung im Jahresabschluss bzw. im Zahlenwerk des Lageberichts erforderlich ist.

2.1.3 Störbereitschaftsdienst in der Salzburg AG

Um für den Kunden möglichst geringe Ausfallzeiten einhalten zu können, gibt es in den verschiedenen Sparten und Organisationseinheiten diverse Formen von Bereitschaftsdiensten. Ein Überblick über Ablauf und Organisation soll geschaffen werden. Folgend wird der für die Diplomarbeit relevante Teil herausgehoben und detailliert beschrieben.

2.1.3.1 Firmenbeschreibung

Die „Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation“ wurde im Jahr 2000 mit der Fusion der SAFE und der Salzburger Stadtwerke gegründet. Heute, 19 Jahre später, hat die Salzburg AG eine gesamte jährliche Stromenergieverwendung von 13.711,30 GWh (davon 1697,16 GWh aus eigener Erzeugung), 11.110,76 GWh Erdgas, 930,00 GWh Fernwärme und 11,60 Mio. m³ Trinkwasser. Sie verfügt über ein eigenes Datennetz, das für Telefon, Internet und Kabel-TV genutzt wird.

Als Betreiber eines Bereiches des öffentlichen Verkehrs in Salzburg betreut die Salzburg AG ein Liniennetz von 150 km und transportiert jährlich rund 50,56 Millionen Fahrgäste.

Als einer der größten Arbeitgeber im Bundesland Salzburg beschäftigt die Salzburg AG 2062 Mitarbeiter in 164 unterschiedlichen Berufsbildern. Aktuelle Zahlen aus Geschäftsbericht 2017 sind auf der Salzburg AG Homepage⁴³ zu finden.

Die Eigentümer sind zu:

- 42,56 % das Land Salzburg
- 31,31 % die Stadt Salzburg
- 26,13 % die Energie AG Oberösterreich, Service und Beteiligungsverwaltung GmbH.

Die SalzburgNetz GmbH wurde im Jahr 2005 als 100%-Tochter der Salzburg AG gegründet und hat ihre operative Tätigkeit mit 01. 01. 2006 aufgenommen. Zu den Aufgaben der SalzburgNetz GmbH zählen die Betriebsführung, die Instandhaltung und die Wartung der Netze sowie der Ausbau der Netzinfrastruktur.

2.1.3.2 Bereitschaftsdienstaufbau

Damit die breit gefächerten Angebote der Salzburg AG in den Bereichen Energie, Verkehr und Telekommunikation für den Kunden bestmöglich zur Verfügung stehen, muss ein 24-Stunden-Kundendienst vorhanden sein.

Grundsätzlich erfolgt die Einteilung nach Sparten (gereiht nach Priorität):

- Gas:
Fehler an Gasleitungsanlagen und Kundenanlagen werden über den Gasbereitschaftsdienst abgewickelt. Grundsätzlich ist das gesamte Versorgungsgebiet in Inner- und Außergebirg aufgetrennt.

Innergebirgig ist der Gasbereitschaftsdienst zuständig für die ganzen rohrgebundenen Bereiche. Außergebirgig werden aufgrund der Anlagenanzahl und dem damit verbundenen höheren Störaufkommen, die Sparten Wasser und Fernwärme durch

⁴³ Vgl. [Salzburg AG]

eigene Bereitschaften bearbeitet. Landesweit gibt es noch einen Technikerdienst, der für außergewöhnliche Störungen zur Verfügung steht.

Der spartenübergreifende Monteurdienst für Gas, Wasser und Fernwärme ist in Inner- und Außergebiet aufgeteilt.

- Kraftwerk:
Warnmeldungen bei Stauanlagen oder generellen Fehlermeldungen und Defekten im Kraftwerksbereich werden vorrangig durch den Kraftwerksbereitschaftsdienst bearbeitet und behoben.
- Strom:
Bei Versorgungsunterbrechungen, Beschädigungen an Betriebsmitteln im Versorgungsnetz und Nichteinhalten der Vorgaben für die Versorgungsqualität wird die Strombereitschaft gerufen. Der Diensthabende hat auch die Aufgabe, bei Gebrechen im Gasnetz und in Gaskundenanlagen Erstmaßnahmen zu treffen. Gebietsweise dient er auch als zusätzlicher Bereitschaftsdienstmitarbeiter für Kraftwerksanlagen. Für die Behebung gröberer Beschädigungen und Fehler an Leitungsanlagen wird der dafür zuständige Partiebereitschaftstrupp alarmiert. Hier sind landesweit immer zwei Teams abrufbar.
- Telekom:
Diese werden grundsätzlich über allgemeine Erreichbarkeit sichergestellt. Ihre Zuständigkeit betrifft das Übertragungsnetz (Ethernet, SDH, Richtfunk, usw.), Lichtwellenleiternetz, Funknetz, Internet und IP-Netze, Kabelfernsehtnetz (KOAX-Netz), Fernwirknetz und leittechnische Anlagen sowie Prozessrechnernetz.
- Verkehr:
Die Lokalbahnen, der O-Bus, die Wolfgangseeschifffahrt, die Schafbergbahn sowie die Festungsbahn verfügen über jeweils individuell erforderliche Bereitschaften und sind hauptsächlich nur an ihrer jeweiligen Anlage tätig.
- Gastankstellen:
Hier wird landesweit ein eigener Bereitschaftsdienst gestellt.
- Tiefbau und Rohrbau:
Zusätzlich werden Fremdfirmen vertraglich dazu verpflichtet, eine jederzeit abrufbereite Partie für zum Beispiel Tiefbau oder Rohrbau bereitzustellen.

Die genaue geografische Festlegung der Bereitschaftsgebiete für das Netzbereitschaftsgebiet und die Zuteilung der Mitarbeiter im Netzbereitschaftsdienst Strom erfolgt, aufbauend auf den festgelegten gesetzlichen Anforderungen⁴⁴, und werden durch den Firmenbereich

⁴⁴ Vgl. [Vorgabe Bereitschaft]

der SalzburgNetz GmbH, im Netzbetrieb, in Abstimmung mit dem Firmenbereich der Salzburg AG, im Netzservice, eingeteilt.

Salzburgweit gibt es grundsätzlich sechs Außenstellen der Salzburg AG. Hier wird der Großteil des Tagesgeschäftes dezentral gesteuert und abgearbeitet. Die Zuständigkeitsgebiete sind grob an die Bezirksgrenzen angepasst. In den einzelnen Gebieten wird je nach Zuständigkeitsgröße und auftretender Störungswahrscheinlichkeiten in kleinere Dienstgebiete unterteilt. Aufgrund von Kollektivvertragsregelungen darf eine monatliche Bereitschaft nicht mehr als 127 Stunden pro Person betragen. Dies hat zur Folge, dass die z. B. wochenweise eingeteilten Dienste pro Person nur alle fünf Wochen abgehalten werden dürfen. Das heißt, für ein Zuständigkeitsgebiet ist mindestens ein Bereitschaftsdienst von fünf Personen erforderlich. Im Gebiet der Stadt Salzburg wird aufgrund der Einsatzhäufigkeit ein tageweiser Bereitschaftsdienst praktiziert.

In der restlichen Diplomarbeit wird nur mehr der Strombereitschaftsdienst für den Bereich der Salzburg AG Außenstelle Bruck im Bezirk Zell am See betrachtet. In diesem, sogenannten pinzgauer Gebiet gibt es drei Diensträder. Siehe Abbildungsanhang LXXIX, Abbildung 36, aktuelle Gebietsaufteilung Pinzgau. Das heißt in diesen drei Gebieten, Ober- (gelb), Mitter- (blau) und Unterpinzgau (rot), müssen jeweils mindestens fünf Mitarbeiter eingeteilt sein.

2.1.3.3 Einsatzablauf

Nachdem ein nicht Einhalten des betriebsfähigen Zustandes durch einen Unfall, einer Beschädigung oder einem Versorgungsausfall mit Auswirkungen auf die genannten Sparten gemeldet wurde, wird der zuständige Bereitschaftsdienst von der Leitstelle gerufen. Die Verständigung erfolgt zuerst über das VPN-Handy. Wenn keine Verständigung bzw. Erreichbarkeit erzielt werden kann, erfolgt die weitere Alarmierung über Pager.

Bei einem Pagerruf ist unverzüglich Kontakt mit der Leitstelle aufzunehmen. Ist diese Kontaktaufnahme über Handy, Betriebsfunk, Festnetz, etc. nicht möglich, so muss durch den Bereitschaftsdiensthabenden die jeweilige Leitstelle zur Entgegennahme der Information persönlich aufgesucht werden.

Nach Alarmierung und Auftrag bzw. Abstimmung mit dem Diensthabenden von der Leitstelle ist unverzüglich mit der Störungseingrenzung und -behebung zu beginnen und die spartenspezifischen Anforderungen und Vorgaben zur Betriebsführung und Störungseingrenzung sind umzusetzen.

Ist das dem Bereitschaftsdiensthabenden in Sonderfällen aus welchen Gründen auch immer nicht unmittelbar möglich, so hat er sich unverzüglich und in Abstimmung mit der verantwortlichen betriebsführenden Stelle der jeweiligen Sparte um einen entsprechenden Ersatz zu kümmern. Grundsätzlich wird an dieser Stelle auch festgehalten, dass bei Störungen z.B. im Grenzgebiet von Bereitschaftsgebieten auch Diensthabende aus dem Nachbargebiet oder auch nicht im Dienst befindliche Kollegen aus dem eigenen Bereitschafts-

gebiet, wenn diese schneller den Störungsort erreichen, gerufen werden könnten. Die Entscheidung dazu hat der jeweilige Gebietsdiensthabende zu fällen, welcher die Alarmierung von benachbarten Diensthabenden selbst oder über die Leitstelle organisiert.

Nach Wiederherstellung des Betriebszustandes ist dies an die Leitstelle zu melden. Gegebenenfalls sind weitere erforderliche Maßnahmen an die zuständige Betriebsführungsstelle weiterzugeben.

2.1.3.4 Geplante Änderungen

Die Vorgabe des Firmenvorstandes, eine Reduzierung der Vollzeitarbeitskräfte vorzunehmen, wirkt sich natürlich auch auf die Anzahl der Mitarbeiter, die im Bereitschaftsdienst tätig sind, aus.

Folge dessen ist man bei der Suche nach Lösungen auf eine Zusammenlegung der drei auf zwei Pinzgauer Teilgebiete gekommen. Siehe Abbildungsanhang Seite LXXX, Abbildung 37, geplante Gebietsaufteilung Pinzgau. Bei der Aufteilung der Gebiete wurde darauf geachtet, dass sie sich zumindest einwohnermäßig die Waage halten.

Eine derartige Vergrößerung des Bereitschaftsgebietes hätte Einfluss auf die Störhäufigkeit je Dienstrad, Anreisezeiten und hätte somit eine Erhöhung der Nichtversorgungszeit je Kunden zur Folge. Welchen wirtschaftlichen Schaden dies für die Kunden der Salzburg AG und die Salzburg AG selber hat, soll im Laufe dieser Diplomarbeit eruiert und die Sinnhaftigkeit einer solcher Zusammenlegung diskutiert werden.

2.1.4 Vorgangsweise bei Anreisezeitermittlung

Um eine fundierte Aussage über die durchschnittliche Änderung der Anreisezeiten je Störung tätigen zu können, wurden anfangs Werkzeuge, wie die Steiner-Weber-Methode bzw. die Manhattan-Methode sowie die Warehouse-Location-Methode herangezogen. Diese Methoden kommen ursprünglich aus der Fabrikplanung und werden zur Standortplanung verwendet.

Die Methoden werden auf dem umgekehrten Weg verwendet. Gewöhnlich sind die Betriebsmittel und die Strecke zum erforderlichen Standort gegeben. Der optimale Standort ist zu ermitteln. Da der Lagerort umgemünzt auf die Störstelle und die Betriebsmittel, sprich dem Wohnungsort des Diensthabenden, in der Betrachtungsweise dieser Diplomarbeit gegeben sind, ist die Strecke zu ermitteln.

Aufgrund der schlechten Durchführbarkeit der beschriebenen Methoden wird schlussendlich eine Ermittlung mit Summenbildung der einzelnen Anfahrtstrecken zu den Störorten verwendet. Es werden in den jeweiligen derzeitigen Gebieten von den 2017 107 Mittelspannungsstörungen und den 69 Niederspannungsstörungen genau 10 Mittel- und 10 Niederspannungsstörungen mit Einsatz des Bereitschaftsdiensthabenden Strom herangezogen.

Die ermittelte Strecke als Fahrweg kann auf die gesuchte Anfahrtszeit umgerechnet werden. Hier wird bei den Störungen unterschieden, ob es sich um einen Blaulichteinsatz oder einem Einsatz mit Normalanreise handelt. Weiters wird unterschieden, ob sommerliche oder winterliche bzw. erschwerte Fahrbahnverhältnisse aufgetreten sind. Die Tageszeit spielt eine wesentliche Rolle bei der Anfahrtszeitermittlung und wird somit auch miteinbezogen.

$$ts [h] = \frac{\sum Ls [km]}{V\emptyset \left[\frac{km}{h} \right] * D}$$

Formel 6: durchschnittliche Anreisezeit pro Diensthabenden

Um eine sinnvolle Aussage treffen zu können wird angenommen, dass sich der Diensthabe bei Alarmierung immer an der Wohnadresse befindet.

2.1.5 Vorgangsweise bei Kosten der Anreisezeitermittlung

Die Summe der Anfahrtszeiten je Diensthabenden wird durch die Anzahl der betrachteten Störungen dividiert.

$$tges\emptyset \left[\frac{min}{Stk.} \right] = \frac{ts [min]}{S [Stk.]}$$

Formel 7: durchschnittliche Anreisezeit Einsatzgebiet

Die durchschnittliche Anreisezeit wird mit den durchschnittlichen anfallenden Ausfallkosten pro betroffenen Kunden multipliziert. Die Möglichkeiten zur Ermittlung der Ausfallkosten pro Kunden werden im Punkt 2.2.2 beschrieben.

$$K\emptyset [€] = tges\emptyset [min] * K \left[\frac{€}{kWh} \right] * Ps$$

Formel 8: durchschnittliche anreisezeitabhängige Ausfallkosten

2.2 Ist-Situation

Möglichkeiten zur Ermittlung des wirtschaftlichen Schadens eines Stromausfalles werden dargestellt und die aussagekräftigste Variante wird weiter verwendet. Das Ganze wird über den generellen Störablauf mit den anfallenden Zeiten bezogen und die dadurch entstehenden Kosten beurteilt und bewertet.

2.2.1 Bewertungsverfahren

Österreich genießt, wie Eingangs bereits erwähnt, eine sehr hohe Versorgungssicherheit. Trotzdem gilt es, diese Qualitätsstandards stetig zu erhöhen, um so zur generellen Entwicklung unseres Landes beizutragen.

Die Durchführung der statistischen Auswertung der Versorgungsunterbrechungen in Österreich erfolgt auf Grundlage der Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Energie über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft (nach der zum Zeitpunkt gültigen Elektrizitätsverordnung). Die Erhebung, Auswertung und Publikation der Ergebnisse erfolgt gemäß den Vorgaben § 15 Abs. 1 und 2 sowie gemäß § 19 Abs. 2 Z 7. Die österreichischen Netzbetreiber sind nach § 12 und § 18 verpflichtet, das Ausfall- und Störungsgeschehen in ihrem Versorgungsgebiet zu erheben und die Daten an die E-Control Austria zu übermitteln.⁴⁵ Die in der Belegarbeit zur Berechnung herangezogenen Daten stammen aus der offiziellen Störstatistik der E-Control.

In Zusammenhang mit in § 19 Abs. 2 EIWOG 2010 aufgezählten Aspekten werden in der Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012)⁴⁶ Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistungen sowie Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung dieser Standards festgelegt. Die Bestimmungen betreffend Versorgungszuverlässigkeit finden sich in den § 7 Abs. 4 und 5 sowie § 14 Abs. 1 Z 7 und Z 8. Darin wurden die Netzbetreiber verpflichtet:

- (Ab Juli 2013) alle Ausfälle ab einer Dauer von einer Sekunde (statt bisher drei Minuten) zu erfassen und der Regierungsbehörde zu melden.
- (Ab Berichtsjahr 2014) per Stichtag 31.03. für das vorangegangene Kalenderjahr die errechneten Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI und ASIDI, auf Basis ungeplanter Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse):
 - o an die Regulierungsbehörde zu übermitteln und
 - o auf der eigenen Internetpräsenz zu veröffentlichen

Wenn diese Kennzahlen (basierend auf einem gleitenden 3-Jahres-Durchschnitt) 170 (SAIDI) bzw. 150 (ASIDI) Minuten im Jahr nicht übersteigen, kann von einer ausreichend guten Versorgungssicherheit im jeweiligen Netz ausgegangen werden.

Durch die hier angeführten Rahmenbedingungen für den Erhebungsumfang soll eine Erfassung aller Stromversorgungsunterbrechungen mit einer Länge von mehr als einer Sekunde, deren Ursache in der Mittel- oder Hochspannung liegt und die Auswirkungen auf die

⁴⁵ Vgl. [Störstatistik Österreich]

⁴⁶ Vgl. [Netzdienstleistungsverordnung]

Netzbenutzer bzw. Kunden der Hoch-, Mittel- und Niederspannung haben, gewährleistet sein.

Da regional außergewöhnliche Ereignisse in der Berechnung und Ermittlung der Störstatik keine Rolle spielen, werden die Ausfallzeiten für Endkunden in Gebieten mit extremen meteorologischen Ereignissen nicht berücksichtigt. Als solches können Gebiete im Bereich von Pinzgau, Pongau und Lungau bezeichnet werden, die aufgrund ihrer geografischen Lage unter anderem mit extremen Schneefällen zu kämpfen haben.

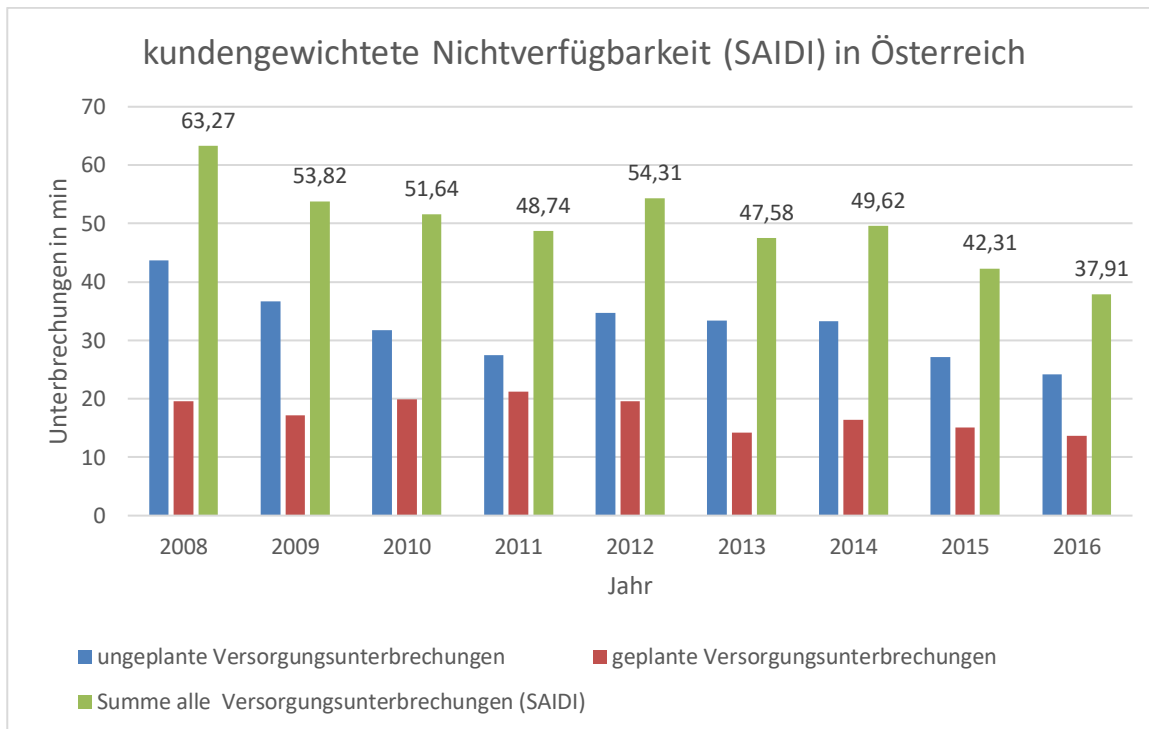


Abbildung 12: SAIDI Österreich⁴⁷

Die Auswertung erfolgt nach international angewendeten Standards⁴⁸. Zur Bestimmung der Indikatoren können als Bezugsgröße die Leistung, die Anzahl der Kunden oder die Anzahl der Netzstationen gewählt werden. In Österreich werden seitens der Regulierungsbehörde verschiedene Berechnungen zur Versorgungszuverlässigkeit durchgeführt und mehrere Indikatoren ermittelt. Es werden jedoch nur systembezogene Kennzahlen veröffentlicht. (SAIDI, ASIDI; SAIFI; ASIFI; CAIDI und NDE - Darstellung der Kennzahlen im Abbildungsanhang, Seiten LXXXI und LXXXII, Abbildungen 38 und 39).

In der Praxis werden üblicherweise nur zwei der sechs geläufigen Kennzahlen gefordert. Die Dauer der einzelnen Versorgungsunterbrechungen wird entweder mit der Anzahl der betroffenen Kunden, sprich SAIDI, oder mit der betroffenen Leistung, ASIDI, dargestellt.

⁴⁷ Vgl. [Störstatistik Österreich]

⁴⁸ Vgl. [Ausfallstatistik Österreich]

Der wirtschaftliche Schaden lässt sich am ehesten mit dem SAIDI-Wert in Kombination mit dem BIP darstellen.

Hier wird kein Unterschied über die Art der Verbraucher gemacht. Die Berechnung beschränkt sich auf die Einwohnerzahl bzw. Kunden des betrachteten Gebietes und ist somit nur zum Teil aussagekräftig.

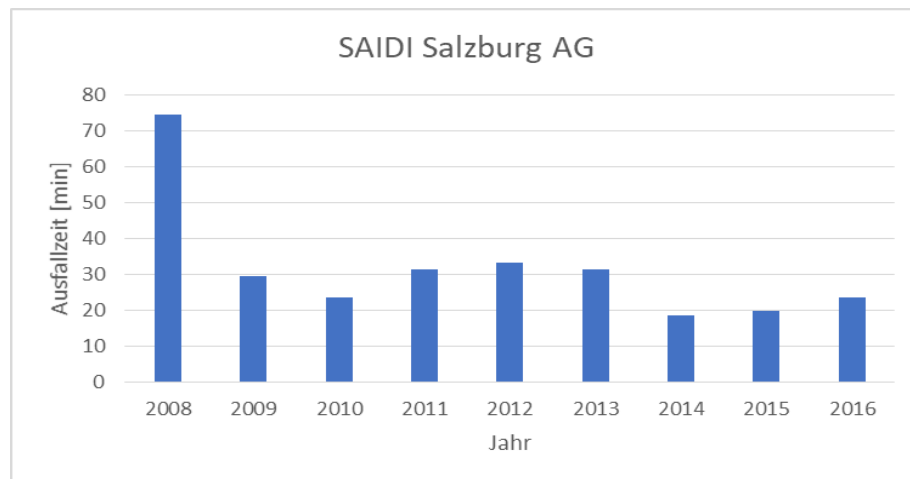


Abbildung 13: SAIDI Salzburg AG⁴⁹

Gerade im Versorgungsgebiet der Salzburg AG mit starken Gegensätzen zwischen Stadt Salzburg und dem Hochgebirge lässt sich daraus nichts über die reale Versorgungssituation eines Kunden ableiten.

2.2.2 Wirtschaftliche Betrachtungsweisen des Schadens

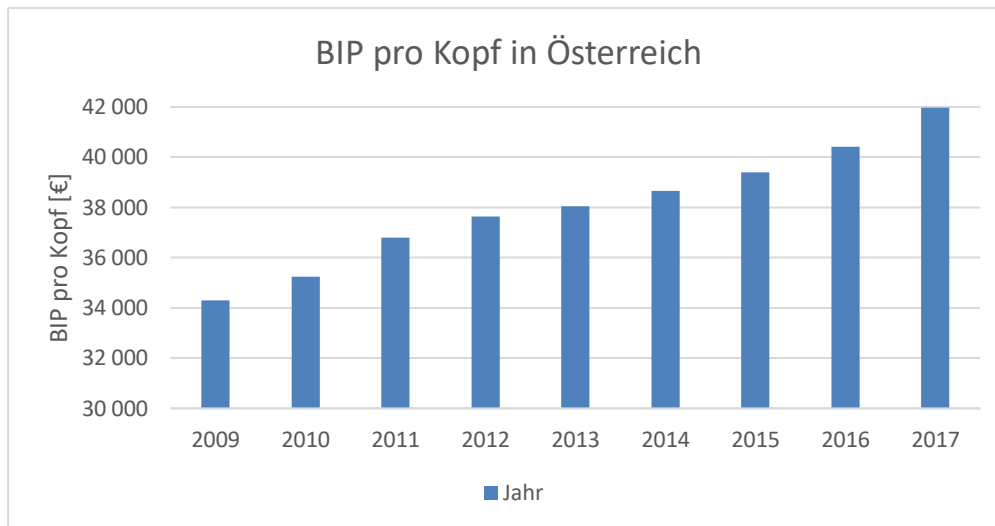
Mit den in Punkt 2.2.1 beschriebenen Kennzahlen wird der wirtschaftliche Schaden eines von einem Energieausfall betroffenen Kunden nicht dargestellt, sie decken sich auch nicht mit den Erfahrungen aus der Praxis. Abhilfe zur wirtschaftlichen Betrachtung können folgende Betrachtungsweisen bringen.

2.2.2.1 Bezug auf das BIP

Die Salzburg AG versorgte im Jahr 2016 524.193 Kunden von gesamt 549.263 Salzburger Einwohnern, wovon 236.123 Haushaltskunden sind.⁵⁰ Würde man den oben dargestellten österreichischen BIP von 41.970 € pro Kopf in Stunden mit der Anzahl der Haushalte multiplizieren, so erhält man den Ausfall der Wirtschaftsleistung der Haushalte des Versorgungsgebietes pro Stunde Stromausfall.

⁴⁹ Vgl. [SAIDI Salzburg AG]

⁵⁰ Vgl. [Kunden Salzburg AG]

Abbildung 14: BIP Österreich⁵¹

Ausfallkosten des Versorgungsgebietes pro Stunde:

$$\frac{\text{BIP pro Kopf}}{\text{Jahrestage} \times \text{Tagesstunden}} \times \text{Kundenanlagen} = \frac{41.970 \text{ €}}{365 \text{ Tage} \times 24 \text{ h}} \times 524.193 = 2.511.459 \text{ €/h}$$

Formel 9: Berechnung Ausfallkosten bezogen auf das BIP im Jahr 2017

Ein flächendeckender Stromausfall würde somit mit Kosten von ca. 2,51 Millionen Euro pro Stunde beziffert. Diese Herangehensweise würde bedeuten, dass die gesamte Wertschöpfung abhängig von der elektrischen Energieversorgung ist. Neben der fehlenden Ermittlung des Outputs einer kWh, kann auch kein Tagesverlauf dargestellt werden, obwohl die Ausfallkosten über den Tagesverlauf stark variieren. Aufgrund der zu geringen Aussagekraft ist eine andere Beurteilungsmethode für den wirtschaftlichen Schaden heranzuziehen.

2.2.2.2 Über den Value of Lost Load

Im Allgemeinen lässt sich VoLL als ein Maß für die Wirtschaftlichkeit von Versorgungssicherheit bezeichnen. Es gibt an, wie viel Output bzw. Wertschöpfung mit einer kWh Energie generiert werden kann und stellt den Höchstpreis dar, den die Verbraucher bereit sind zu zahlen, um mit Energie versorgt zu werden.

Der gravierende Unterschied zur vorher beschriebenen BIP Methode ist, dass bei den Auswirkungen des Energieausfalles die verschiedenen Sektoren wie Haushalte, Gewerbe und Industrie, Regionen, Tages-, Wochen- und Jahreszeiten berücksichtigt werden.

Regionen mit niedrigem VoLL verfügen üblicherweise über einen hohen Anteil an mittelständischen Unternehmen. Begründet ist dies durch eher geringe Produktionsstückzahlen

⁵¹ Vgl. [BIP]

und hoher Produktspezifikation mit geringem Energiebedarf. Einen hohen VoLL haben Industrie und Bergbau, da hier vorwiegend hoher Energiebedarf herrscht. Generell wird der VoLL im Verlauf der Wintermonate und an Werktagen höher eingestuft.

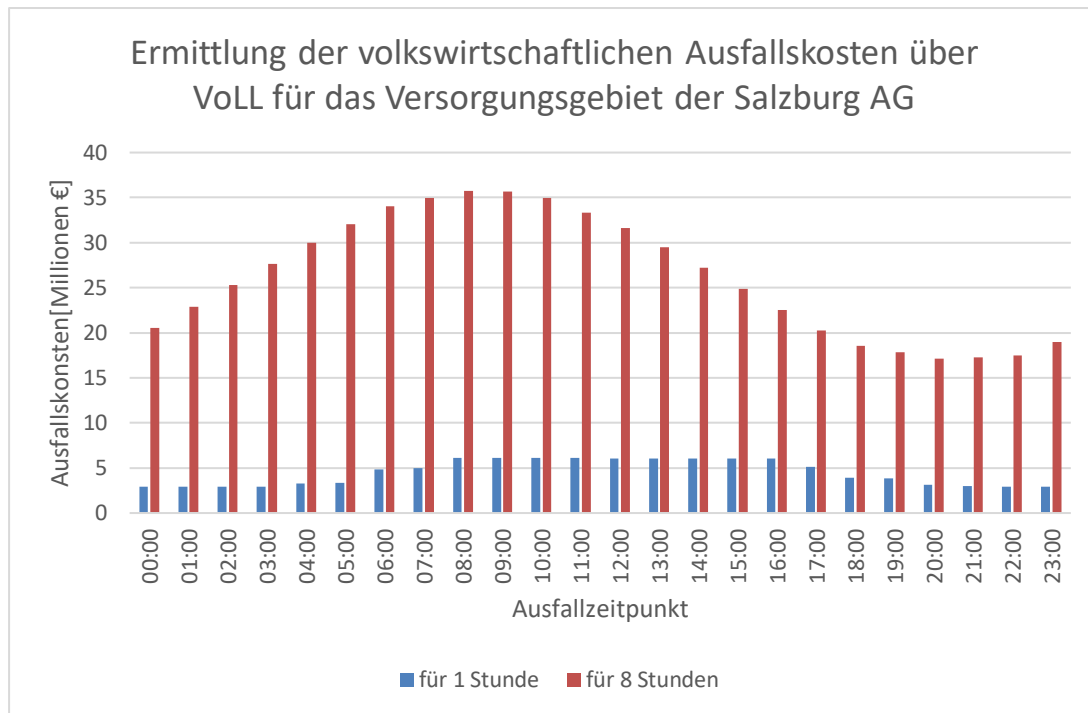
Die folgenden Beispiele dienen der Erläuterung:

- Haushalt:
Ermittlung der durchschnittlichen Höhe des elektrischen Energiebedarfs in der Freizeit für diverse Aktivitäten. Abhängig von Arbeitszeit, Einkommen, Arbeitslosigkeit, etc.
- Maschinenbau:
Maschine stoppt. Teil kann nicht gefertigt werden. Ermittlung der fehlenden Produktivität nur während der Energieausfallzeit
- Chemieindustrie:
Maschine stoppt, chemischer Prozess wird gestört und Produktion eines ganzen Zeitraumes ist unbrauchbar.
- Kunstschneeproduktion:
Pumpen fallen aus, kein Durchlauf mehr bei Wasserversorgungsleitungen. Diese frieren ein und müssen mühselig enteist werden. Hoher Folgeausfall der Produktion.

So kann mit dem VoLL der volkswirtschaftliche Schaden, für die zum Teil sehr hohe Nichtverfügbarkeit der Teilnetze, berechnet werden. Folgeschäden an Mensch und Maschine werden nicht einbezogen.

Die für die Berechnung verwendeten Werte stammen zum Teil aus einem Softwaretool, welches von der Europäischen Kommission und der Energieinstitut Johannes Kepler Universität Linz erstellt worden ist.⁵² (Ein Auszug mit Beschreibung der herangezogenen Werte ist im Abbildungsanhang, Seiten LXXXII und LXXXIII, Abbildung 40 und 41, dargestellt)

⁵² Vgl. [Blackout Simulator]

Abbildung 15: VoLL Salzburg AG⁵²

Somit würde ein Ausfall, je nach Ausfallszeitpunkt, im gesamten Versorgungsgebiet bei einer Stunde einen Schaden zwischen 2,93 und 6,12 Millionen Euro verursachen. Bei einem Achstundenausfall würde sich der VoLL zwischen 17,14 und 35,76 Millionen Euro belaufen. Die dargestellten Kosten können als Worst-Case Fall gesehen werden, es handelt sich beispielsweise um einen Wochentag im Jänner.

2.2.3 Ermittlung durchschnittlicher bestehender Anreisezeiten

Um die Verständlichkeit der Vorgehensweise zu ermöglichen, wird eine Störung komplett durchgerechnet. Die Werte der restlichen Vorfälle werden nicht genau dargestellt, sondern nur im Tabellenanhang, Seite LXIX, Tabelle 9, Beispiel Auswertung Mittelspannungsstörungen, abgebildet sowie im Gesamtergebnis berücksichtigt.

Als Beispiel wird die Störung Saalfelden Huggenberg vom 1. Mai 2017 herangezogen. An diesem österreichischen Feiertag verschlechterte sich das Wetter am Abend zunehmend. Um 18:53 Uhr stürzten durch eine Windböe mehrere Bäume in die 30-kV-Freileitung. Diese haben die Leiterseile abgerissen und einen Masten abgebrochen.

In Folge des erzeugten elektrischen Kurzschlusses wurde durch eine Schutzeinrichtung ein Teilnetz automatisch ausgeschaltet, der Diensthabe alarmiert und losgeschickt. Die Leitstelle konnte aufgrund des Fehlerortungssystems die Störstelle ungefähr orten und bereits, automatisch ausgeschaltete Teilnetze, schnell wiederversorgen.

Aufgrund dessen, dass sich der Wirt neben dem Baumwurf sofort gemeldet hat und den Ort des Defektes durchgab, war keine Suche der Störstelle notwendig. Der Diensthabe

konnte sofort zum Ort des Geschehens fahren und sich ein Bild der Lage machen. Da sich die Leitungsteile quer über die Straße verteilten, wurden Erstmaßnahmen getroffen und die Stelle abgesichert.



Abbildung 16 und 17: Störbilder Saalfelden Huggenberg 1. Mai 2017

Um das automatisch abgeschaltete Teilnetz wieder zu versorgen, und nur die Störstelle außer Betrieb zu lassen, wurden vom Diensthabenden manuelle Umschaltungen im Versorgungsnetz durchgeführt. Nach dieser Umschaltung war nur mehr die Trafostation Saalfelden Huggenberg unversorgt.

Aufgrund der örtlichen Abgeschlossenheit ist das Netz zu dieser Trafostation nicht (n-1)-strukturiert aufgebaut, das heißt, es gibt keine Umschaltmöglichkeiten, um die Spannungsversorgung wiederherzustellen. Eine Reparatur der Leitung war wetterbedingt zu gefährlich und musste auch, aufgrund des fortgeschrittenen Abends auf den Folgetag verschoben werden. Provisorisch wurde eine Notstromversorgung mittels Aggregat hergestellt und der Kunde konnte um 21:01 Uhr – ca. 138 min nach Versorgungsausfall – wieder versorgt werden.

Bei Auftreten der Störung sind kurzzeitig 3883 Kunden für 3 Minuten und 40 Sekunden ausgefallen. Nach Umschaltungen der Leitstelle wurden diese wieder versorgt. Bis zu den manuellen Umschaltungen waren 16 Kunden für 72 Minuten und 30 Sekunden unversorgt. Die 10 Kunden, die erst durch Aggregatbetrieb wieder versorgt wurden, waren 138 Minuten und 22 Sekunden stromlos. Im Abbildungsanhang, Seite LXXXII, Abbildung 42, ist das Protokoll der Leitstelle mit Schaltzeiten und Schaltstellen abgebildet.

Die für diese Diplomarbeit relevante Zeit ist jene, welche der Diensthabende zur Störstelle benötigt. Wie beschrieben, ist dies der einzig messbare Punkt, welcher den Unterschied zwischen aktuellem Dienstgebiet und der Zusammenlegung der Dienstgebiete darstellt.

Punkte wie höheres Störaufkommen aufgrund der des größeren Gebietes und der höheren Kundenanzahl werden vorerst nicht berücksichtigt sondern im Schlussteil behandelt.

Für die Ermittlung des durchschnittlichen Zeitbedarfes, um zur Störstelle zu gelangen, wurde ein Exceltool programmiert. Mittels diesem Werkzeug konnten alle Störungen mit den Zufahrtsstrecken, aus Google-Maps generiert⁵³, und relevanten Rahmenbedingungen ideal ausgewertet werden.

Störung:	Dienstler:	Ls [km]	Blaulicht:	Verhältnisse:	VØ: [km/h]	ts: [min]	tgesØ: [min]
Baumwurf Huggenberg	Winkler	20,3	<input type="checkbox"/>	sommerlich <input checked="" type="checkbox"/>	88	13,8	7,7
österr. Feiertag	Schild	5,8		winterlich <input type="checkbox"/>		4,0	
01.05.2017	Morokutti	12,8		Regen <input type="checkbox"/>		8,7	
18:53:06 Uhr	Kranawendter	7,2		Standart <input type="checkbox"/>		4,9	
	Miller	10,1		erhöhter Verkehr <input type="checkbox"/>		6,9	

Tabelle 1: programmierte Auswertehilfe Excel

Die Summe der einzelnen Wegstrecken wurde durch die Anzahl der sich im jeweiligen Dienstgebiet befindenden Diensthabenden dividiert. So erhält man den durchschnittlichen Anfahrtsweg des Dienstrades je Störung. Dieser Weg wird, wie in Formel 6, Seite 40 abgebildet, durch die durchschnittliche Anreisegeschwindigkeit dividiert. Die durchschnittliche Anreisegeschwindigkeit setzt sich aus den Fahrbahnverhältnissen, dem Verkehrsaufkommen und ob es sich um Gefahr in Verzug handelt, zusammen.

Folge dessen erhält man die gesamte durchschnittliche Anfahrtszeit für das Dienstrad im jeweiligen Dienstgebiet, siehe Formel 7, Seite 40.

2.2.4 Kostenermittlung mittels VoLL bestehend

Die ermittelte durchschnittliche Anreisezeit wird nun mit den anfallenden Ausfallkosten multipliziert, siehe Formel 8, Seite 40.

Für den 1. Mai 2017, 19:00 Uhr, würde für die landesweit versorgten Kunden, ein Ausfall von einer Stunde einen Energieausfall von 1,01 GWh zur Folge haben. Dies hätte einen Verlust für das Energieversorgungsunternehmen für die nicht verkaufte Energie inklusive Netzkosten und Abzug der abzugebenden Steuern von ca. 1,39 Millionen Euro zur Folge.⁵⁴ Da nur ein kleiner Bruchteil des Versorgungsnetzes ausgefallen ist, wird die gesamte ausgefallene Energie durch die Anzahl der Versorgungsanlagen sowie der genauen Ausfallzeit dividiert und somit erhält man die ausgefallene Energie je Anlage.

⁵³ Vgl. [Maps]

⁵⁴ Vgl. [durchschnittlicher Energiepreis]

$$Eaus \left[\frac{kWh}{Stk.} \right] = \frac{Eausges \left[\frac{kWh}{s} \right]}{Pvg [Stk.] * taus[s]}$$

Formel 10: Ausfallenergie je Anlage

Bei diesem Beispiel würde man auf eine ausgefallene Energie der Kunden von kurzzeitig 229,65 kWh kommen. Relevant ist jedoch die Kundenanzahl, welche durch die Anreisezeitänderung betroffen ist. In diesem Fall waren das 16 Kundenanlagen.

Welchen Output eine Kilowattstunde in Euro hat, wird direkt durch die Blackoutsimulation generiert. Die gesamte Auswertung für das durchgerechnete Beispiel ist im Abbildungsanhang, Seiten LXXXI bis LXXXIV, in den Abbildungen 38 bis 41 zu finden. Am 1. Mai 2017 hat eine kWh einen Output von 4,38 €. Somit errechnet sich ein VoLL für die betrachtete Störung von:

- Umschaltung durch Leitstelle:

$$\frac{1014610 [kWh] * 220 [Sekunden] * 3883 [ausgefallene Kunden]}{524193 [Versorgte Kunden] * 7200 [Sekunden]} * 4,38 \left[\frac{€}{kWh} \right] = 1005,9 €$$

- Erste manuelle Teilumschaltung:

$$\frac{1014610 [kWh] * 4350 [Sekunden] * 6 [ausgefallene Kunden]}{524193 [Versorgte Kunden] * 7200 [Sekunden]} * 4,38 \left[\frac{€}{kWh} \right] = 30,73 €$$

- Wiederinbetriebnahme durch Aggregat:

$$\frac{1014610 [kWh] * 8294 [Sekunden] * 10 [ausgefallene Kunden]}{524193 [Versorgte Kunden] * 7200 [Sekunden]} * 4,38 \left[\frac{€}{kWh} \right] = 97,66 €$$

Wie bereits beschrieben, ist nur die Anreisezeit relevant. Diese wurde mit 7,7 Minuten ermittelt. Somit errechnet sich ein VoLL bezogen auf die Anreisezeit und die Anzahl der betroffenen sechs bzw. zehn Kunden von 8,7 €.

2.3 Soll-Situation

2.3.1 Ermittlung durchschnittlicher Anreisezeiten neu

Um die für die Ermittlung der Anfahrtszeitabweichung neue Anreisezeit beim zusammengelegten Dienstgebiet zu erhalten, wird dasselbe Prozedere noch einmal mit den neuen Diensthabenden durchgeführt.

Störung:	Dienstler:	Ls [km]	Blaulicht:	Verhältnisse:	VØ: [km/h]	ts: [min]	tgesØ: [min]
Baumwurf Huggenberg	Winkler	20,3	<input type="checkbox"/>	sommerlich <input checked="" type="checkbox"/>	88	13,8	11,1
österr. Feiertag	Schild	5,8		winterlich <input type="checkbox"/>		4,0	
01.05.2017	Morokutti	12,8		Regen <input type="checkbox"/>		8,7	
18:53:06 Uhr	Kranawendter	7,2		Standart <input type="checkbox"/>		4,9	
	Miller	10,1		erhöhter Verkehr <input type="checkbox"/>		6,9	
	Portenkirchner	26,9				18,3	
	Erlbacher	30,8				21,0	

Tabelle 2: Auswertung zusammengelegtes Dienstgebiet

Die zeitliche Differenz der beiden Anfahrtszeiten stellt die Abweichung aufgrund der Dienstgebietsänderung dar. In diesem Fall spricht man von einer durchschnittlichen Anreisezeitänderung von 3,4 Minuten.

2.3.2 Kostenermittlung mittels VoLL neu

Mit Hilfe der Formel 5 werden, wie bereits bei der Beurteilung vom aktuellen Dienstgebiet gezeigt, die Kosten für die Anreisezeit ermittelt.

- Umschaltung durch Leitstelle:

$$\frac{1014610 [kWh] * 220 [Sekunden] * 3883 [ausgefallene Kunden]}{524193 [Versorgte Kunden] * 7200 [Sekunden]} * 4,38 \left[\frac{€}{kWh} \right] = 1005,9 €$$

Diese Kosten ändern sich nicht, da sich der durchschnittlich längere Weg nicht auf diese Ausfallzeit auswirkt.

- Erste manuelle Teilumschaltung:

$$\frac{1014610 [kWh] * (4350 + 204 [Sekunden]) * 6 [ausgefallene Kunden]}{524193 [Versorgte Kunden] * 7200 [Sekunden]} * 4,38 \left[\frac{€}{kWh} \right] = 32,17 €$$

- Wiederinbetriebnahme durch Aggregat:

$$\frac{1014610 [kWh] * (8294 + 204 [Sekunden]) * 10 [ausgefallene Kunden]}{524193 [Versorgte Kunden] * 7200 [Sekunden]} * 4,38 \left[\frac{€}{kWh} \right] = 100,06 €$$

In diesem Fall ist, aufgrund der längeren Anreisezeit, der VoLL höher. 11,1 Minuten wurden als die relevante Anreisezeit ermittelt. Somit errechnet sich ein VoLL bezogen auf die neue Anreisezeit und die Anzahl der betroffenen Kunden von 12,55 €.

2.3.3 Vergleich mit Bewertung

In diesem Punkt werden die Werte des behandelten Beispiels verglichen. Daraufgehend die gesamte Auswertung und Darstellung der betrachteten Störeinsätze.

2.3.3.1 Darstellung behandeltes Beispiel

Im beschriebenen Beispiel würde sich die Anreisezeit bei Zusammenlegung der Dienstgebiete um ca. 3,4 Minuten verlängern. Wie in den Punkten 2.2.4 und 2.3.2 berechnet, würde dies mit dem VoLL ausgedrückt eine Erhöhung der Ausfallkosten um ca. 3,84 € bedeuten.

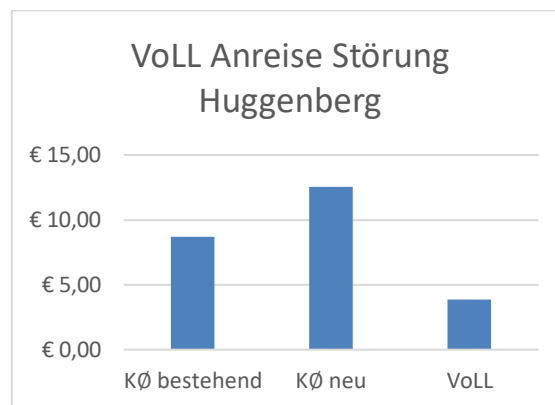


Abbildung 18: Vergleich Anreisezeitkosten

Anteilmäßig wären das von den gesamten Ausfallkosten weniger als 0,47 %. Siehe Abbildung 19, Kreisabschnitt Änderung Anreisezeit.

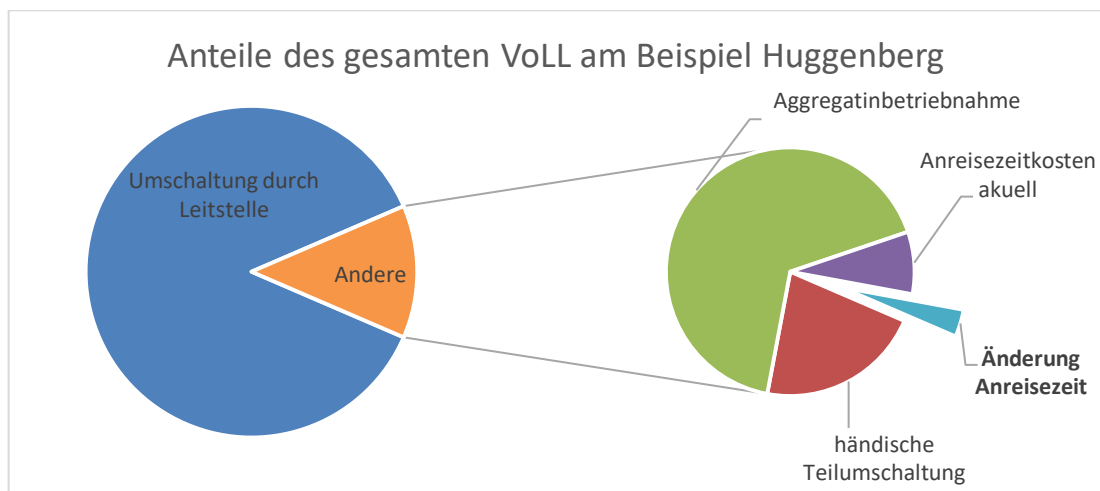


Abbildung 19: Anteile VoLL der Störung Huggenberg

Anhand der ermittelten Werte von diesem Beispiel würde sich eine Zusammenlegung der Dienstgebiete nicht ausschlaggebend auf die durchschnittliche Anreisezeit auswirken.

2.3.3.2 Darstellung der gesamten Störungen

Wie das dargestellte Beispiel, Störung Huggenberg, wurden die kompletten je 30 Mittel- und Niederspannungsstörungen einzeln durchgerechnet. Die Auflistung der ermittelten Werte zu den Mittelspannungsstörungen sind im Abbildungsanhang, Tabellenanhang, Tabelle 9, Seite LXIX, dargestellt.

Aus den Auswertungen ist ersichtlich, dass eine Zusammenlegung der Dienstgebiete in Summe eine Erhöhung der Anreisezeiten zur Folge hat. In einzelnen Fällen, wo sich die Störungen nahe der Gebietsgrenzen befinden, konnte sogar teilweise eine schnellere durchschnittliche Anreisezeit ermittelt werden. Der größte ausschlaggebende Faktor für die Höhe des VoLL ist die Anzahl der betroffenen Kunden. Da bei Niederspannungsstörungen eher weniger Kunden betroffen sind, fällt hier der VoLL auch generell niedriger als bei den Mittelspannungsstörungen, wo durchschnittlich mehr Kunden betroffen sind, aus. Siehe Abbildungen 20 sowie 21 auf der Seite 53.

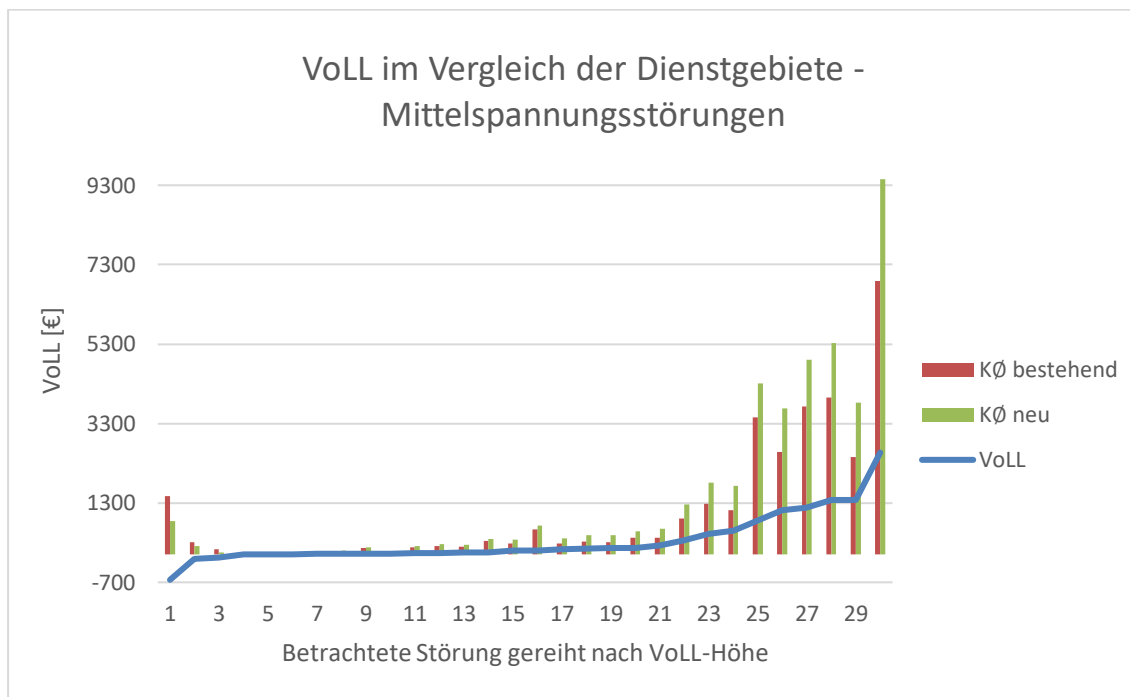


Abbildung 20: VoLL im Vergleich der Dienstgebiete – MS-Störungen

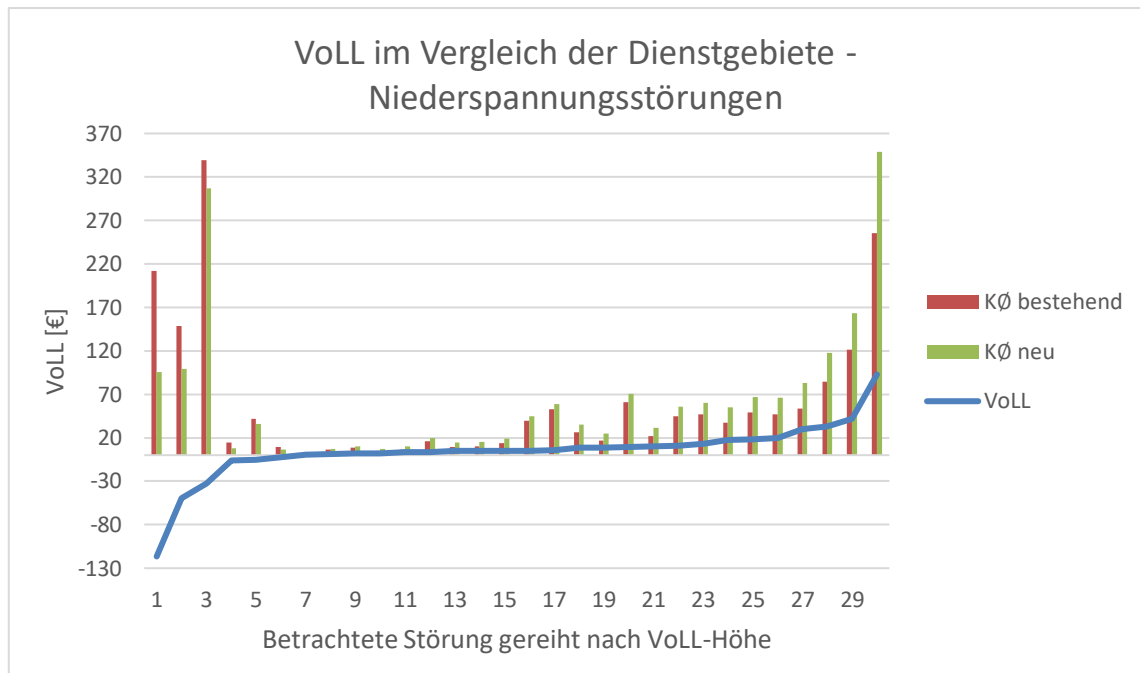


Abbildung 21: VoLL im Vergleich der Dienstgebiete – NS-Störungen

Der VoLL für die Anreisezeit bezogen auf den gesamten VoLL liegt bei den Mittelspannungsstörungen zwischen 0,2 und 12,4 % und für Niederspannungsstörungen zwischen 1,3 und 46,8 %. Dieser erhöht sich bei den Mittelspannungsstörungen im Durchschnitt um 32,2 % bei den Niederspannungsstörungen um 7,8 %.

3 Schluss

Mit dem technischen und wirtschaftlichen Überblick in der Energieversorgung werden im Schlussteil die Ergebnisse der Auswertungen mit diversen Kennzahlen betrachtet. Weitere Faktoren, die Einfluss auf die Zusammenlegung der Dienstgebiete haben, werden abgewogen und fließen dementsprechend in die Endaussage ein.

3.1 Ergebnisse

Eine Zusammenlegung bringt, rein auf die Änderung der Anreisezeit gesehen, bei 16,6 % der betrachteten Störungen eine Verringerung, jedoch bei 83,4 %, eine Vergrößerung des VoLL.

Durch das Reduzieren der drei auf zwei Dienstgebiete, sinken die Kosten für den Bereitschaftsdienst um ca. ein Drittel. Circa deshalb, da sich der Gehalt zwischen den einzelnen Mitarbeitern leicht unterscheidet. Ein Bereitschaftsdiensthabender, Werkzeuge, Fahrzeuge und Material können somit eingespart werden.

Mit der Hilfe der Kennzahlen Produktivität, Wirtschaftlichkeit, Rentabilität und Liquidität, sollen die ermittelten Werte veranschaulicht werden.

Die Berechnungsgrundsätze wurden aus dem Buch Finanzmanagement⁵⁵ entnommen.

- Produktivität:

$$\text{Produktivität} = \frac{\text{Ausbringungsmenge}}{\text{Einsatzmenge}} = \frac{\text{Input}}{\text{Output}}$$

Formel 11: Produktivität

*„Misst das Verhältnis aus produzierten Gütern und den dafür benötigten Produktionsfaktoren.“*⁵⁶

⁵⁵ Vgl. [Finanzmanagement]

⁵⁶ Zitat [Keywords]

- Liquidität:

$$\text{Liquidität 1. Grades} = \frac{\text{flüssige Mittel}}{\text{kurzfristige Verbindlichkeiten}}$$

Formel 12: Liquidität

„Fähigkeit und Bereitschaft eines Unternehmens, seinen bestehenden Zahlungsverpflichtungen termingerecht und betragsgenau nachzukommen.“⁵⁷

- Rentabilität:

$$\text{Rentabilität} = \frac{\text{Gewinn}}{\text{eingesetztes Kapital}}$$

Formel 13: Rentabilität

„Verhältnis einer Erfolgsgröße zum eingesetzten Kapital einer Rechnungsperiode. Beide Größen können zahlungs- und bilanzorientiert gemessen werden.“⁵⁷

- Wirtschaftlichkeit:

$$\text{Wirtschaftlichkeit} = \frac{\text{Erlös}}{\text{Kosten}}$$

Formel 14: Wirtschaftlichkeit

„Ist ein Maß für die Effizienz und den Erfolg eines Unternehmens.“⁵⁷

Nach längeren Überlegungen und dem Abwiegen verschiedener Berechnungsmöglichkeiten, wurde klar, dass die Werte für Liquidität, Rentabilität und Produktivität nicht aussagekräftig sind. Die Wirtschaftlichkeit hingegen stellt die zu beurteilenden Werte am aussagekräftigsten dar.

Um die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme, die Bereitschaftsdienstgebiete zusammenzulegen, zu berechnen, müssen erstens die Einsparungen ermittelt werden. Diese setzen sich zusammen aus den Entschädigungen für den Bereitschaftsdiensthabenden für die Dienstwoche – dies entspricht durchschnittlich 703€ brutto. Das Fahrzeug kommt nach interner Verrechnung auf monatlich ca. 1388€. Dies entspricht einer gesamten monatlichen Einsparung von ca. 4200 €.

⁵⁷ Zitat [Keywords]

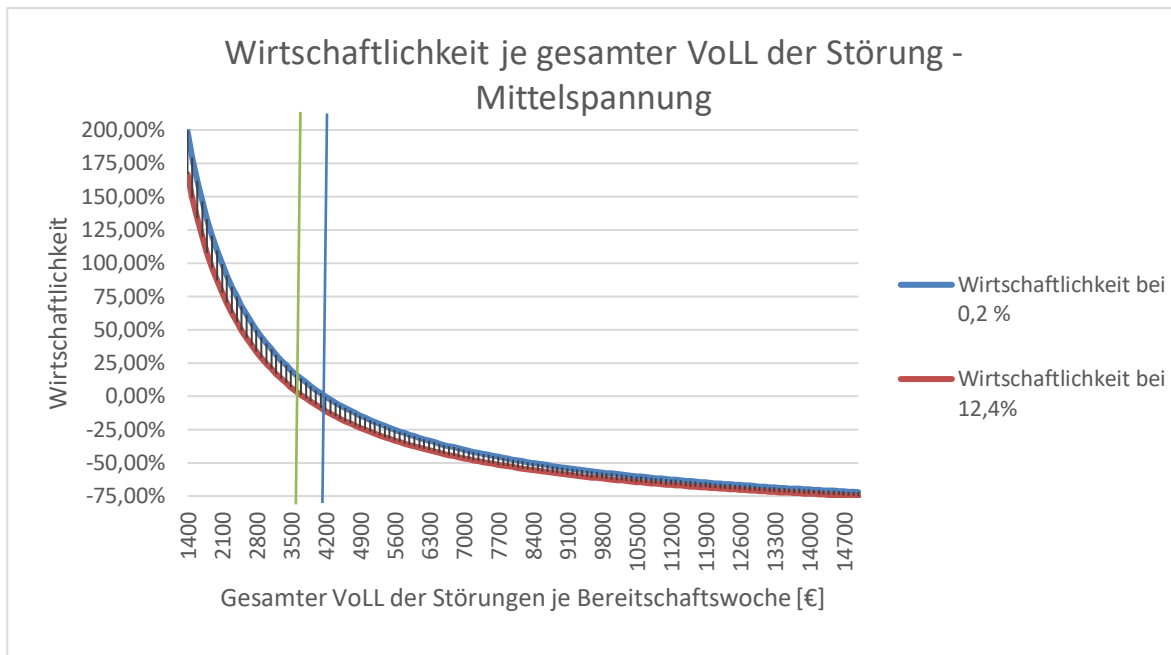


Abbildung 22: Wirtschaftlichkeitsgrenze - VoLL je MS-Störung

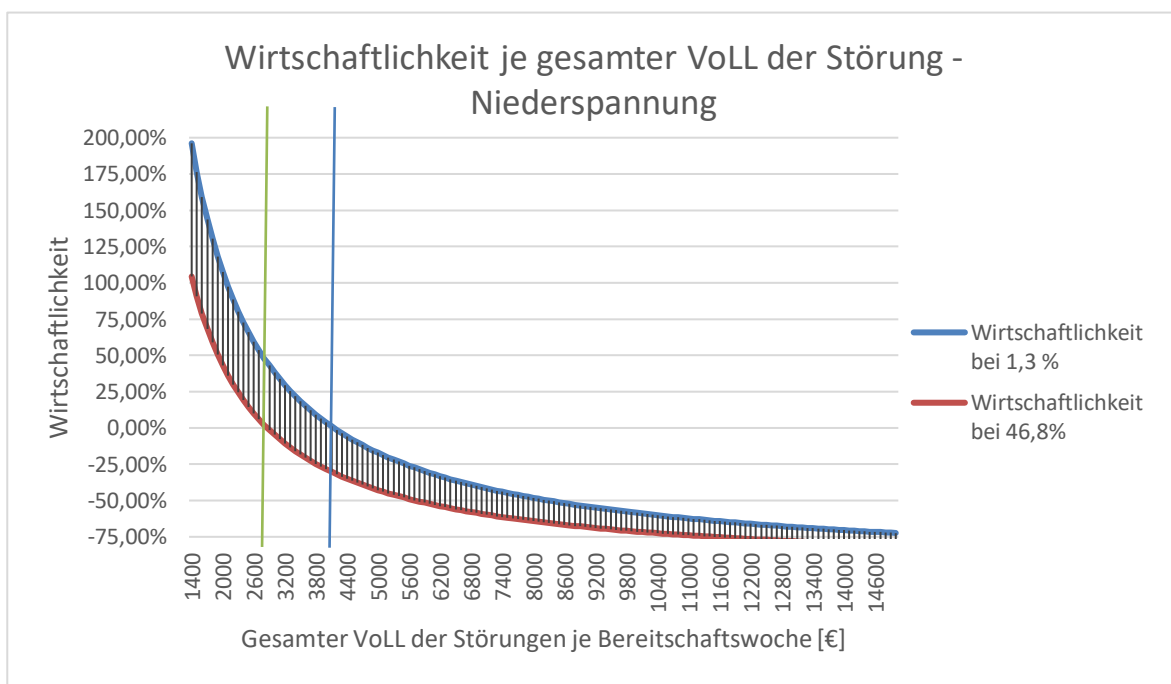


Abbildung 23: Wirtschaftlichkeitsgrenze - VoLL je NS-Störung

Die Darstellung der ermittelten Werte für die Wirtschaftlichkeit, bezogen auf jede einzelne Störung, ergibt eine jeweilige Grenze für den gesamten VoLL der Störung, bis zu der sich eine Zusammenlegung der Dienstgebiete positiv für das Energieversorgungsunternehmen auswirkt.

In den Abbildungen 22 und 23 werden die Wirtschaftlichkeitsgrenzen jeweils für Mittel- bzw. Niederspannungsstörungen mittels der grünen Linie im Nulldurchgang dargestellt. Die

grüne Linie zeigt den VoLL, bis zu dem, anhand der Auswertung der Störungen, eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Zwischen der grünen und blauen Linie ist der Grenzbereich. Hier kann die Zusammenlegung noch wirtschaftlich sein, muss sie aber nicht. Ab der blauen Linie ist anhand der Auswertung keine Wirtschaftlichkeit mehr gegeben.

Mit der Wirtschaftlichkeit konnte eine Darstellung geschaffen werden, mit der eine allgemeine Aussage über die Störungen möglich ist. Bei den Niederspannungsstörungen wird in 36,4 % und bei den Mittelspannungsstörungen in 4,2 % der Fälle die Grenze der Wirtschaftlichkeit nicht unterschritten. Sobald mehrere Störungen in der Woche auftreten, wird kaum mehr eine Wirtschaftlichkeit erreicht.

3.2 Erforderliche Maßnahmen

Mit der Berücksichtigung weiterer Einflussfaktoren wird die gesamte derzeitige Aussage relativiert.

- Höhere Einsatzwahrscheinlichkeit:
Durch das Zusammenlegen der Dienstgebiete steigt die Anzahl der Störungen pro Diensthabenden. Somit steigt auch die Möglichkeit von Mehrfacheinsätzen. Hier treten zwei oder mehr Störungen zeitgleich auf. Dies hat Einfluss auf die Zeit bis zur Kundenwiederversorgung. Oft sind Mehrfachstörungen wetterbedingt vorhersehbar. Ein anlassbezogener Zusatzbereitschaftsdienst könnte dem individuell entgegenwirken.
- Dienstrad mit fünf Diensthabenden:
Nach gesetzlicher Vorgabe⁵⁸ darf ein Bereitschaftsdienstrad die Anzahl von fünf Personen nicht unterschreiten. Ein längerer Ausfall eines Diensthabenden hätte organisatorische und eventuell auch rechtliche Folgen.
- Gebietskenntnis ist schwieriger zu erhalten:
Aufgrund der Gebietsvergrößerung wird es immer schwieriger, die geografischen Kenntnisse sowie auch die Netzkenntnisse auf dem neuesten Stand zu halten. Dies führt gerade bei Nacht- und Schlechtwettereinsätzen zu Schwierigkeiten und weiter zu erhöhten Anreisezeiten.
- Weniger Personalbedarf für Tagesgeschäft:
Mittelfristig verkleinert sich, zumindest nach derzeitigen Prognosen⁵⁹, aufgrund der Einführung der Smart Meter der Arbeitsbereich im Tagesgeschäft der Stromtechniker. Mit der aktuellen Aufstellung der Dienstgebiete kann die Anzahl der Vollarbeitszeitkräfte nur auf das gesetzliche Minimum, das durch die Diensträder begrenzt ist,

⁵⁸ Vgl. [Vorgabe Bereitschaft]

⁵⁹ Vgl. [Studie Smart Meter]

verkleinert werden. Eine Zusammenlegung würde den Spielraum ein wenig erweitern.

- Netztechnische Änderungen:

Durch den technologischen Fortschritt, wie in Punkt 2.1.1.2 beschrieben, könnte durch ferngesteuerte Schalter an strategischen Netzknoten oder durch den Einsatz von Energiespeichern einem Energieausfall entgegengewirkt werden. Dies würde den Energieausfallzeitraum erheblich reduzieren und hätte eine wesentliche Verringerung des VoLL zur Folge.

Rein rechnerisch würde sich, auf die Summe der Störungen gesehen, die Zusammenlegung nicht wesentlich negativ auf den Kunden und auf das Energieversorgungsunternehmen auswirken. Unter Betrachtung der angeführten Punkte ist jedoch gerade bei Stromausfällen mit großer Kundenanzahl jede Sekunde kostbar. Diese weitreichenden Ausfälle würden die Einsparungen bei kleineren Störungen wieder aufheben und die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens drücken.

3.3 Konsequenzen

Mit dem derzeitigen Stand des Stromnetzes ist eine Zusammenlegung der Bereitschaftsdienstgebiete nicht sinnvoll. Bis zur Fertigstellung der Smart-Meter-Umstellung ist auch eine Verkleinerung des Personalstandes kontraproduktiv. Möglichkeiten, Schaltmaßnahmen im Störfall per Fernsteuerung von der Leitstelle aus durchzuführen, würden einen großen Schritt zur Sinnhaftigkeit der Dienstgebietszusammenlegung beitragen. Der Ausbau des Netzes in diese Richtung ist mittelfristig anzustreben.

Quellen

¹Vgl. [Umwelt Bundesamt] <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/internationale-eu-klimapolitik/kyoto-protokoll>, verfügbar am 14.02.2018, 17:30

²Vgl. [Die Bundesregierung] <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html> verfügbar am, 14.02.2018, 17:45

³Vgl. [Statistik Austria] https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/preise/energiepreise/index.html, verfügbar am 15.02.2018, 18:00 Uhr

⁴Vgl. [Strompreis] <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>, verfügbar am 15.02.2018, 19:30 Uhr

⁵Vgl. [Indien] www.spiegel.de/panorama/gesellschaft/blackout-in-indien-stromausfall-trifft-600-millionen-menschen-a-847382.html, verfügbar am 18.02.2018, 10:08 Uhr

⁶Vgl. [Türkei] <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/tuerkei-stromausfall-legt-weite-teile-des-landes-lahm-a-1026463.html>, verfügbar am 18.02.2018, 10:25

⁷Vgl. [Cyberangriffe] www.kurier.at/politik, verfügbar am 19.02.2018, 10:45

⁸Zitat [Thomas de Maizière] De Maizière Thomas, nach dem Anschlag auf den Berliner Weihnachtsmarkt, 19.12.2016

⁹Zitat [Popper] Philosoph Sir Karl R. Popper

^{10,18,19,29,30,34,36}Vgl. [Netzstruktur] Hiller T., Bodach M. und Castor W., Praxishandbuch Stromverteilungsnetze, Herzogenaurach, Vogel Buchverlag, 2014

¹¹Vgl. [Netzaufbau] Flosdorff R., Hilgarth G., Elektrische Energieverteilung, Aachen, GWV Fachverlage GmbH, 2005

^{12,14,16}Vgl. [Schaltanlagen] Heuck K., Dettmann K.-D, Schulz D., Elektrische Energieversorgung, Hamburg, Springer Vieweg, 2013

¹³Vgl. [Trafo] Bastian et al. P., Fachkunde Elektrotechnik, Kronach, FS Fachbuch Verlag und Vertriebs Gesellschaft m. b. H.; 2012

^{15,20}Vgl. [Schutzeinrichtung] Cichowski R. R., Netzschutztechnik, Holzwickede, EW Medien und Kongresse GmbH, 2016

¹⁷Vgl. [Schalter] Schwab A., Elektroenergiesysteme, Karlsruhe, Springer Vieweg, 2015

^{21,25,31,32,33,35}Vgl. [Unbundling] Schwab A., Elektroenergiesysteme, Karlsruhe, Springer Vieweg, 2015

- ²²Vgl. [Energemarkt] Stender A., Netzinfrastruktur Management, St. Gallen, GWV Fachverlag GmbH, 2008
- ²³Vgl. [Black-out Italien] Zahoransky R., Energietechnik, Offenburg, Springer, 2014
- ²⁴Vgl. [Regenerativ] F. u. J. Bundesministerium für Wirtschaft, Bmfwf, März 2010, https://www.bmfwf.gv.at/Ministerium/Staatspreise/Documents/energiestrategie_oesterreich.pdf, verfügbar am 23.02.2018, 19:15 Uhr
- ²⁶Vgl. [Smart Meter] Bernhardt K., Strom intelligent gesteuert, Mai 2013, <https://www.feei.at/file/204/download?token=ghrlnv78>, verfügbar am 23.02.2018, 20:00 Uhr
- ²⁷Vgl. [DSM] Schlebusch V., Wolff M., Nestle D., Gjardy G., Borchard T., Bukvic-Schäfer A., Erge T., Klobasa M und Hollmann M., Elfte Kasseler Symposium Energiesystemtechnik Informations- und Kommunikationstechnologie für die Energieversorgung von morgen, 2006, https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwesneu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Tagungsbaender/KSES_2006.pdf, verfügbar am 01.03.2018, 20:30 Uhr
- ²⁸Vgl. [DSM2] Paetz A.-G., Jochem P. und Fichtner W., Demand Side Management mit Elektrofahrzeugen – Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kundenakzeptanz, 2012, https://www.tu-graz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/lf/LF_Paetz.Pdf, verfügbar ab 02.03.2018, 16:15 Uhr
- ³⁶Vgl. [Risikomanagement] <http://definition-online.de/risikomanagement/>, verfügbar am 04.03.2018, 08:00 Uhr

- ³⁷Vgl. [RuR] Risikomanagement und Risikocontrolling, Vahlen Verlag München, 2013
- ³⁸Vgl. [Risikocontrolling] <http://definition-online.de/risikocontrolling>, verfügbar am 05.03.2018, 09:15 Uhr
- ³⁹Vgl. [Chancen und Risiken] Königs Hans-Peter, IT-Risikomanagement mit System, Springer, 2013
- ⁴⁰Vgl. [Matrix] Risiko-Matrix an ISO/IEC 27005:2011, Anhang E.2.1 angelehnt
- ⁴¹Vgl. [Riskmap] Hofstadler Christian und Kummer Markus, Chancen- und Risikomanagement in der Bauwirtschaft, Springer, 2017
- ⁴²Vgl. [VaR] Broll Udo und Wahl E. Jack, Risikomanagement im Unternehmen, Springer, 2012
- ⁴³Vgl. [Salzburg AG] <https://www.salzburg-ag.at/unternehmen/zahlen-fakten/>, verfügbar am 14.03.2018, 17:00 Uhr
- ^{44,58}Vgl. [Vorgabe Bereitschaft] gem. § 82 (2) EIWOG 2013 sowie nach österreichischem Bundesgesetz vom 11. Dezember 1969 über die Regelung der Arbeitszeit (Arbeitszeitgesetz) (AZG), § 7 und § 20a Rufbereitschaft,
- ^{45,47}Vgl. [Störstatistik Österreich] <https://www.e-control.at/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/stoerungsstatistik>, verfügbar am 14.03.2018, 17:30 Uhr

⁴⁶Vgl. [Netzdienstleistungsungsverordnung] <https://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen>, verfügbar am 14.03.2018, 19:00 Uhr

⁴⁹Vgl. [Ausfallstatistik Österreich] IEEE Std 1366TM-2003: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, 14.05.2004

⁴⁹Vgl. [SAIDI Salzburg AG] Aus firmeninternen Auswertungen für die E-Control, Stand April 2018

⁴⁹Vgl. [Kunden Salzburg AG] Aus firmeninternem Geschäftsbericht der Salzburg AG, 2017

⁵⁰Vgl. [BIP] <https://de.statista.com>, verfügbar am 15.03.2018, 19:00 Uhr

^{51,52}Vgl. [Blackout Simulator] www.blackout-simulator.com, verfügbar am 17.03.2018, 09:00 Uhr

⁵³Vgl. [Maps] www.google.com/maps, verfügbar am 14.04.2018, 13:00 Uhr

⁵⁴Vgl. [durchschnittlicher Energiepreis] www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis, verfügbar am 17.04.2018, 09:00 Uhr

⁵⁵Vgl. [Finanzmanagement] Prätsch Joachim, Uwe Schikorra und Ludwig Eberhard, Finanzmanagement, Berlin, Springer; 2012

^{56,57}Zitat. [Finanzmanagement] Springer Fachmedien Wiesbaden, 280 Keywords Unternehmensfinanzierung, Springer Gabler; 2014

⁵⁸Vgl. [Studie Smart Meter] <https://www.e-control.at/konsumenten/energie-sparen/smart-metering/was-bringt-smart-metering>, Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering, PwC Österreich, 2010, verfügbar am 13.05.2018

Tabellenanhang

Transformator S _{nom} [kVA]	HH-Sicherung [A] bei Nennspannung von			gTr-Sicherung [kVA]	max. gL/gG- Stromkreis- sicherung [A]
	10/12 kV	20/24 kV	30/36 kV		
100	16	10	6,3	100	100
125	16	10	10	125	125
160	20 und 25	16	10	160	160
200	25 und 31,5	16	16	200	200
250	31,5 und 40	16 und 25	16 und 20	250	250
315	40 und 50	25	20 und 25	315	315
400	50 und 63	25 und 31,5	25	400	400
500	63 und 80	31,5 und 40	25 und 31,5	500	500
630	80 und 100	40 und 50	31,5 und 40	630	630
800	100 und 125	63	40 und 50	800	800
1000	125 und 160	63 und 80	40 und 50	1000	1000

Tabelle 3: Sicherungsauswahl für Transformatoren¹⁵

Betriebsmittel	Nutzungsdauer in Jahren	
	AFA	Netzentgeltverordnung
Betriebsgebäude	50	50...60
Freileitungen		
Hoch- und Höchstspannung	35	40...50
Mittelspannung	30	30...40
Niederspannung	25	30...40
Kabel		
Hoch- und Mittelspannung	35	40...50
Niederspannung	25	40...45
Schaltanlagen	20	25...35
Transformatoren	20	25...45
Kondensatoren	20	25...30
Mess-,Regel-, Steuerungsanlagen	15	20...30
Thermische Kraftwerke	15	20...25

Tabelle 4: Nutzungsdauer der Betriebsmittel³⁴

Methoden/Werkzeuge des Risikomanagement	Identifikation	Bewertung	Analyse	Risiko-Controlling
ABC-Analyse	X	●	X	X
Delphi-Methode	●	○	○	○
Fehler-/Ereignisbaumanalyse	●	○	●	○
FMEA	●	X	●	○
IT-Risikokennzahlen	●	●	●	●
Monte-Carlo-Simulation	X	●	●	X
PAAG/HAZOP	●	●	●	X
Post-mortem-Analyse	○	●	●	X
Scoring-Methoden	X	●	●	●
Sensitivitätsanalyse	●	●	●	●
Stärken-Schwächen-Analyse (SWOT)	●	●	●	●
Störablauf- und Ausfalleffekt-Analyse	●	●	●	X
Ursachen-Wirkungs-Analysen	●	●	●	X
Methoden der Informationsgewinnung	●	●	●	●
Val IT	X	○	●	●
Legende: X = nicht einsetzbar; ○ = bedingt einsetzbar; ● = einsetzbar;				

Tabelle 5: verschiedene Methoden, Verfahren und Instrumente³⁸

Eintrittswahrscheinlichkeit	
gering	weniger als einmal in 20 Jahren
mittel	circa alle 5 - 20 Jahre
hoch	circa alle 2 - 5 Jahre
sehr hoch	mindestens einmal in 1 - 2 Jahren

Tabelle 6: Gliederung Eintrittswahrscheinlichkeit

Auswirkung			
	von [€]	bis [€]	% v. EGT
gravierend	>10.000.000	100.000.000	> 33,3% - 333%
wesentlich	> 5.000.000	10.000.000	> 16,7% - 33,3 %
moderat	> 1.500.000	5.000.000	> 5% - 16,7%
unbedeutend	300.000	1.500.000	1% - 5%
EGT Basis circa 30.000.000 €			

Tabelle 7: Auflistung der Auswirkungen

Eingangsparameter	System	verantwortlich	Art
erfasste Einzelrisiken	R2C	Bereichsleiter	Einzelwerte
Risikomodelle Zinsen, Veranlagungen	Excel Risk-Kit	FC-FR	Zeitreihen
Risikomodelle Energiewirtschaft Netze	Excel Risk-Kit	FC-FR	Zeitreihen
Risikomodelle Energiehandel Strom und Gas für die gesamte Wertschöpfungskette	Excel @Risk	EH-BO	Zeitreihen
Kontrahentendaten Limitausnutzung	PSI	EH-BO/FC-FR	Einzelwerte

Tabelle 8: Vorsysteme in der Salzburg AG

Störung	Adresse	Ort	Datum	Uhrzeit	Pvg [Stk]	VØ [km/h]	Dienstgebiet Alt		Dienstgebiet Neu		Delta	Eausges [kWh]	K [€/kWh]	Voll akt. [€]	Voll neu [€]	VolL [€]
Oberpinzgau																
Tierfeld-Baum in Ltg.	Burgwies 37	Stuhlfelden	18.01.2017	16:45	61	32	14,5	27,2	21,4	40,1	12,9	700590,73	8,82	325,85	480,40	154,54
Obersöllhof-Kontakt def	Unterkrimml 7	Krimml	17.02.2017	12:58	37	48	28,7	37,2	40,55	50,7	13,5	662398,04	9,33	270,32	368,41	98,10
Bam-Kettenriss	Thalbach 15	Mittersill	21.03.2018	09:20	489	80	17,4	13,1	24,5	18,4	5,3	639198,62	9,87	1285,26	1805,25	519,99
Geisl - Baum in Ltg.	Mühlberg 14	Bramberg	09.07.2017	17:56	195	56	20,7	22,2	29,3	31,4	9,2	447688,50	6,76	416,36	588,90	172,54
Jochenfeld - Ü-Ableiter def	Manitzberg 1	Uttendorf	20.07.2017	15:48	1358	88	13,6	9,3	19,5	13,3	4	602692,57	10,65	2577,25	3685,74	1108,49
Filzbach - Ü-Ableiter def.	Weissenstein 22	Mittersill	26.08.2017	19:16	745	88	18,5	12,6	25,5	17,5	4,9	508978,58	5,94	902,83	1253,93	351,10
Mühlbach - Isi gebrochen	Bicheln 19	Bramberg	29.10.2017	14:09	141	56	18,9	20,3	27,6	29,6	9,3	466760,33	6,52	277,07	404,00	126,93
Rosenthal - Baum in Ltg.	Mitterhohe Bramberg 21	Bramberg	05.11.2017	18:39	20	56	25,5	27,3	35,3	37,8	10,5	515622,17	6,13	54,83	75,92	21,09
Untersöllhof-Ü-Ableiter def	Unterkrimml 4a	Krimml	10.11.2017	13:05	1127	56	29	31,1	39,9	42,7	11,6	662398,04	9,33	6883,51	9451,00	2567,48
Durlass - Baum in Ltg.	Hochkrimml 39	Krimml	11.12.2017	18:00	8	48	37,6	47	48	60	13	656985,00	6,01	47,21	60,27	13,06
Mitterpinzgau																
Dechantsfeld HH-Si defekt	Berglandstraße 5	Saalfelden	05.01.2017	06:05	252	48	8,6	10,8	13,1	16,4	5,6	618178,39	7,99	427,34	648,92	221,58
Unken Kessler Baum in Ltg.	Niederland 13	Unken	08.01.2017	12:49	30	48	42,7	53,4	47,5	59,3	5,9	492258,68	6,31	158,25	175,73	17,48
Loderbach Lift - Ü-Abl. Def	Faistau 15	Lofer	02.03.2017	04:32	121	80	34,7	26,1	39,5	29,6	3,5	502599,75	6,77	341,74	387,57	45,83
Huggenberg - Baum in Ltg.	Kehlbach 43	Saalfelden	01.05.2017	18:53	16	88	11,3	7,7	16,3	11,1	3,4	503285,11	6,15	12,13	17,48	5,35
Oberweißbach - Baum in Ltg.	Oberweißbach 3	Weißbach	18.08.2017	22:36	36	56	22	23,6	26,7	28,6	5	431053,47	6,60	76,81	93,08	16,27
Wildenthal - Baum in Ltg.	Wildenthal 8	St. Martin	26.08.2017	19:42	200	56	30,5	32,5	35,3	37,8	5,3	494238,10	6,12	625,16	727,11	101,95
Pabing - Baum in Ltg.	Pabing 3	Saalfelden	14.09.2017	14:17	579	56	8,8	9,5	13,6	14,6	5,1	622585,69	10,31	1122,47	1725,06	602,59
Hochmoos - HH-Si defekt	Wildmoos 330	St. Martin	14.12.2017	11:42	46	88	30,4	20,7	35,1	24	3,3	674952,57	9,15	187,01	216,82	29,81
Jufen - Isolator gebrochen	Sonnberg 4	Maria Alm	25.12.2017	15:36	109	48	14,6	18,3	17,9	22,4	4,1	442476,69	7,02	197,04	241,18	44,15
Lofer Bairau - HH-Si defekt	Scheffsnoth 9	Lofer	29.12.2017	11:15	29	48	30,1	37,7	35,5	44,3	6,6	681766,42	9,14	216,51	254,41	37,90
Unterpinzgau																
Point - HFT gebrochen	Point 41	Maishofen	23.01.2017	06:30	33	48	20,5	25,5	13,4	11,5	-14	618178,39	7,99	132,13	59,59	-72,54
Caritas - Kette gerissen	Kinderdorfstraße 17	Bruck	03.03.2017	10:30	116	80	18,4	13,8	22,3	21,2	7,4	695656,30	8,95	317,01	487,00	169,99
Grosssonnberg - Baum in Ltg.	Großsonnberg 49	Bruck	04.03.2017	13:53	1056	56	20,9	22,4	25,7	34,9	12,5	543506,62	6,00	2452,36	3820,86	1368,50
Thalholz - Baum in Ltg.	Forsterbachweg 43	Rauris	10.03.2017	07:19	697	56	31	33,3	41	43,9	10,6	651080,07	7,75	3721,47	4906,09	1184,61
Wörth - Ableiter defekt	Kohlhubweg 1	Rauris	21.06.2017	10:32	621	56	28,9	31	38,9	41,7	10,7	647856,47	9,99	3960,02	5326,86	1366,85
Jaisern - Baum in Ltg	Obertaxingweg 534	Saalfelden	09.07.2017	18:24	115	56	26,7	28,6	19,6	19,1	-9,5	447688,50	6,76	316,33	211,26	-105,08
Limberg - Kabel defekt	Kesselfallstraße 98	Kaprun	23.07.2017	09:33	7	88	28,9	19,7	25	17,1	-2,6	509656,42	5,94	13,26	11,51	-1,75
Bucheiben - Baum in Ltg.	Alte Bucheibenstraße 55	Rauris	04.08.2017	18:54	697	56	39,9	42,8	50	53,5	10,7	533494,94	6,82	3453,40	4316,75	863,35
Embach - HH-Si defekt	Embach 6SO	Lend	31.10.2017	10:43	1	56	23,1	24,7	35,2	37,7	13	645741,61	9,77	4,96	7,56	2,61
Kammer - SBS gelöst	Kammererstraße 22	Maishofen	14.12.2017	20:49	1038	88	21,4	14,6	12,1	8,3	-6,3	524275,91	5,85	1476,71	839,50	-637,21

Tabelle 9: Beispiel Auswertung Mittelspannungsstörungen

Abbildungsanhang



Abbildung 24: Risikomanagement als Prozess³⁷

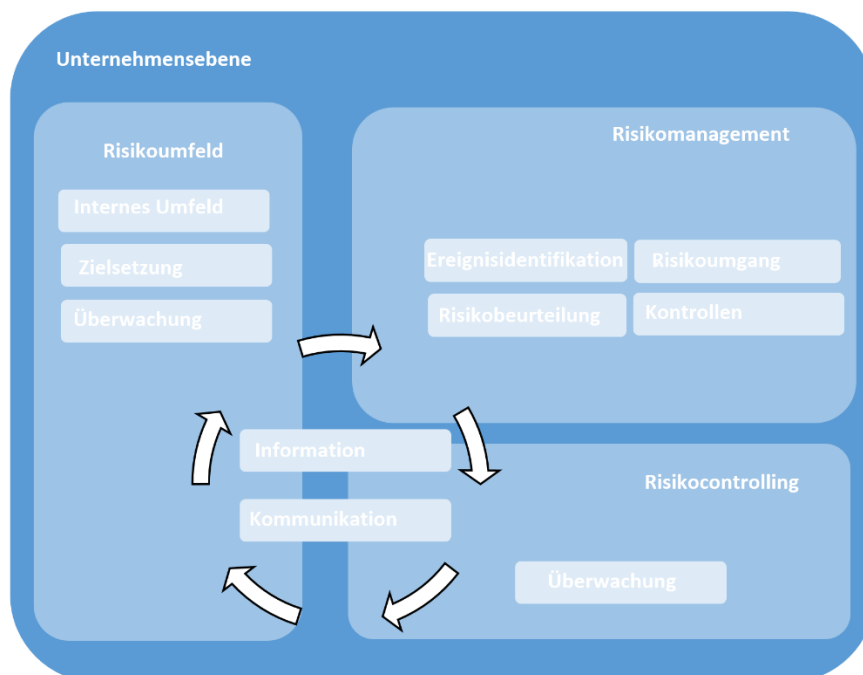


Abbildung 25: Risikomanagement und Risikocontrolling³⁸

Risk / Chance Assessment Sheet					
Bereich / Center	<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>				
Ansprechperson	<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>				
Risiko- Chancenbezeichnung	<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>				
<small>Zuordnung zu:</small>					
Kategorie	<input type="checkbox"/> Geschäftsrisiken	<input type="checkbox"/> Finanzrisiken	<input type="checkbox"/> Marktrisiken	<input type="checkbox"/> operationale Risiken	<input type="checkbox"/> Ereignisrisiken
Sub-kategorie	<input type="checkbox"/> Strategische Risiken <input type="checkbox"/> techn. Risiken	<input type="checkbox"/> Finanzmarktrisiken <input type="checkbox"/> Counterparttrisiken	<input type="checkbox"/> Absatz - und Beschaffungs-marktrisiken <input type="checkbox"/> Stromhandel Ges. <input type="checkbox"/> Gashandel Ges.	<input type="checkbox"/> Betriebsrisiken <input type="checkbox"/> Systemrisiken <input type="checkbox"/> Rechtliche Risiken <input type="checkbox"/> Personalrisiken	<input type="checkbox"/> Naturrisiken
Beschreibung des Risikos (Kurzbeschreibung der Einflussgröße)					
<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>					
Ursache des Risikos / Chance					
<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>					
Auswirkung auf GuV					
<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>					
Datengrundlage (Kurzbeschreibung der verw. Daten und Herkunft)					
<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>					
	[Tsd. Euro]		Eintrittswahrscheinlichkeit		
Minimale Auswirkung	<div style="border: 1px solid black; width: 100px; height: 20px;"></div>		Bewertung	Häufigkeit	
			sehr hoch	mind. 1 x in 1 - 2 Jahren	
Erwarteter Auswirkung	<div style="border: 1px solid black; width: 100px; height: 20px;"></div>		hoch	ca. alle 2 - 5 Jahre	
			mittel	ca. alle 5 - 20 Jahre	
Maximaler Auswirkung	<div style="border: 1px solid black; width: 100px; height: 20px;"></div>		gering	weniger als 1 x in 20 Jahren	
Eintrittswahrscheinlichkeit	[in Jahren]	<div style="border: 1px solid black; width: 100px; height: 20px;"></div>			
Maßnahmen (sind Maßnahmen durchzuführen? Wenn ja, welche?)					
<div style="border: 1px solid black; height: 30px;"></div>					
Maßnahmenverantwortliche (muss nicht die Ansprechperson sein!)					
<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>					
Maßnahmenstatus (möglich, beschlossen, eingeleitet, durchgeführt)					
<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>					
Umsetzungstermin					
<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>					
Bei Risiken Kosten und Effekt der Maßnahme					
<div style="border: 1px solid black; height: 20px;"></div>					

Abbildung 26: Risiko- und Chancenbewertungsbogen der Salzburg AG

Auswirkung									
Eintrittswahrscheinlichkeit	X		X	X	sehr hoch	X		X	X
	X		X	X	hoch	X		X	X
	X	X			mittel	X	X		
	X	X		X	gering	X	X		X
	gravierend	wesentlich	moderat	unbedeutend		unbedeutend	moderat	wesentlich	gravierend
Risiko					Chance				

X... Anzahl der erfassten Chancen / Risiken

Abbildung 27: Risiko- und Chancenmatrix⁴⁰

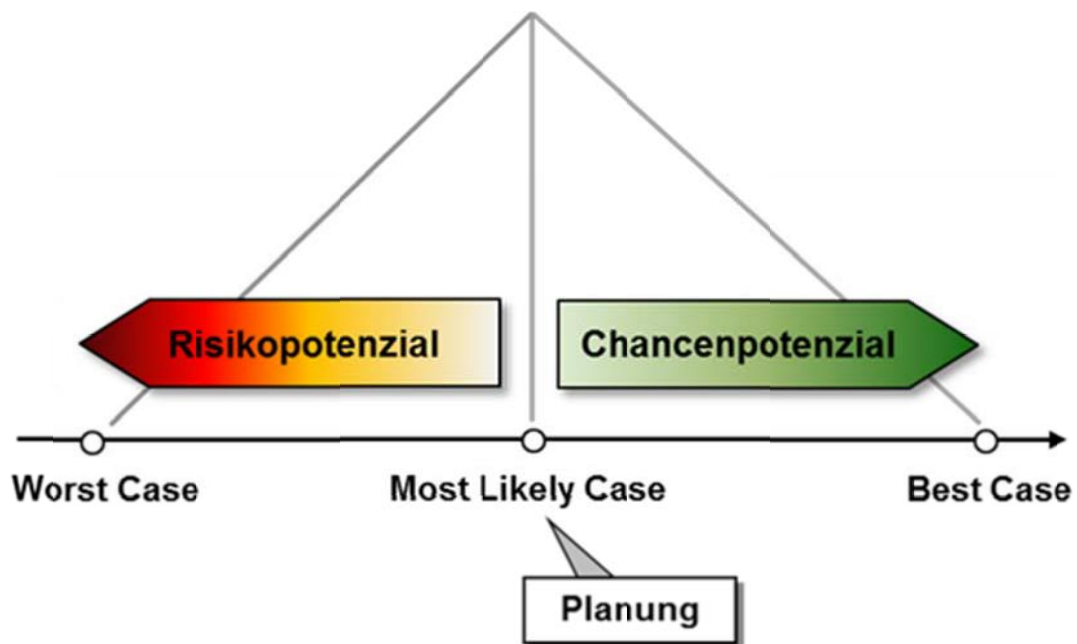
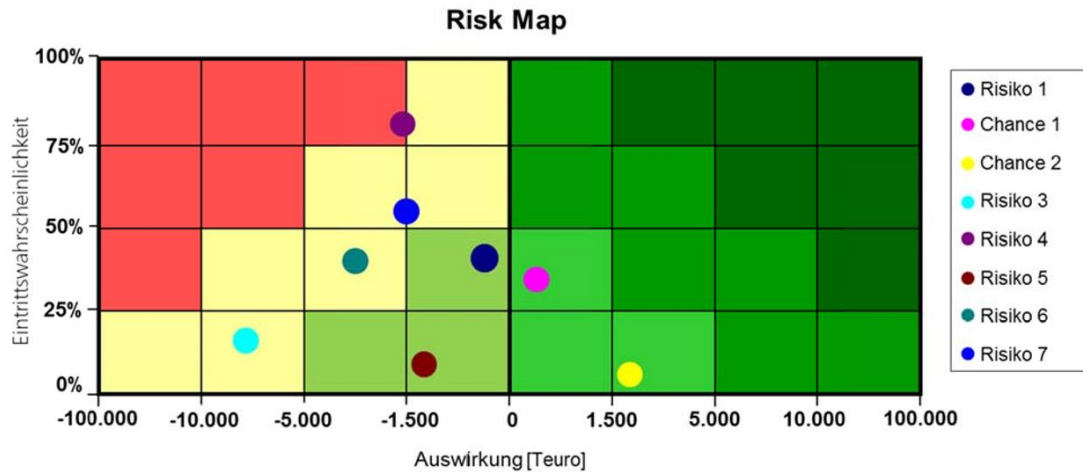
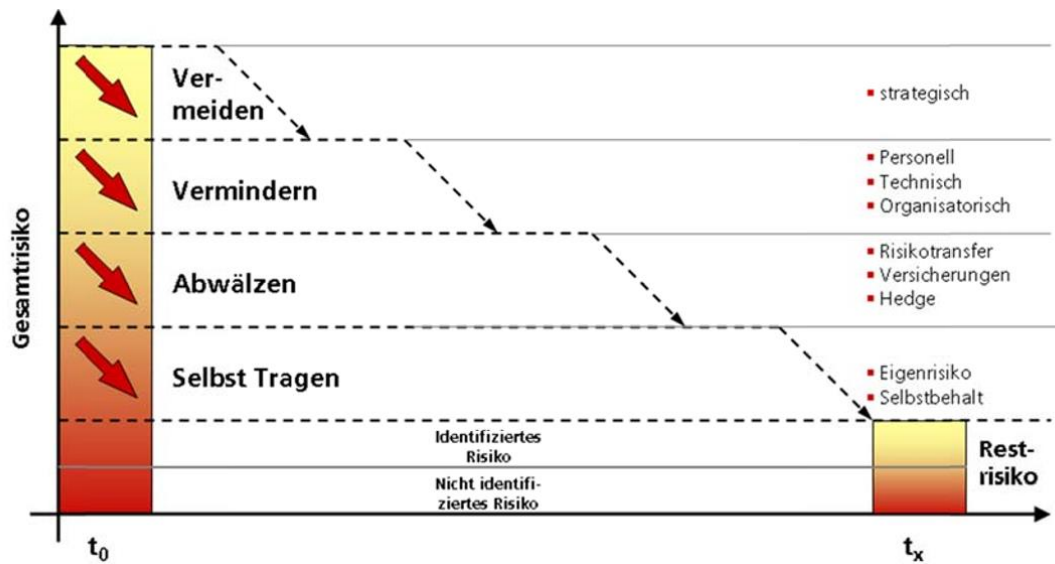
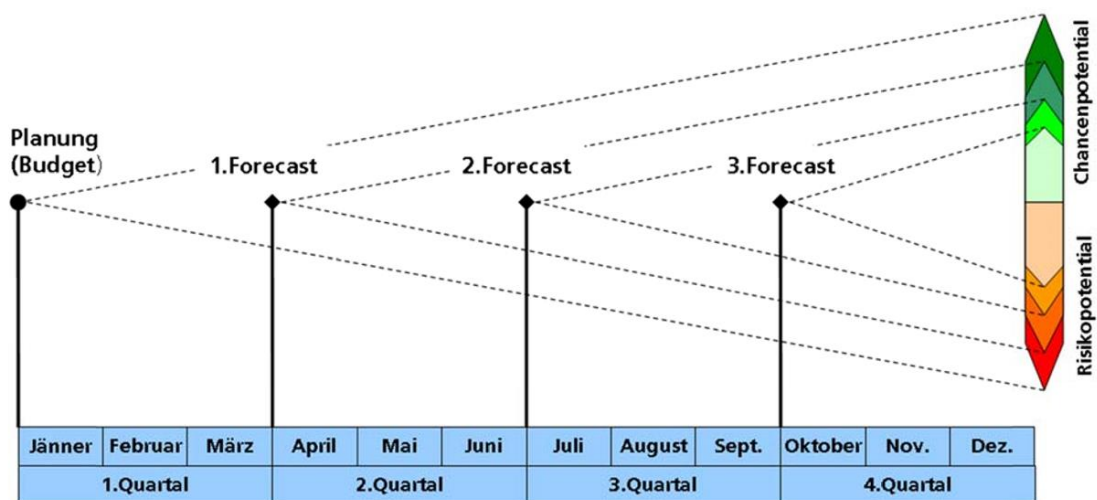


Abbildung 28: Beispieldarstellung Risiko- und Chancenpotential⁴⁰

Abbildung 29: Beispiel Riskmap⁴²Abbildung 30: Risikosteuerung⁴²Abbildung 31: Risikoüberwachung⁴²

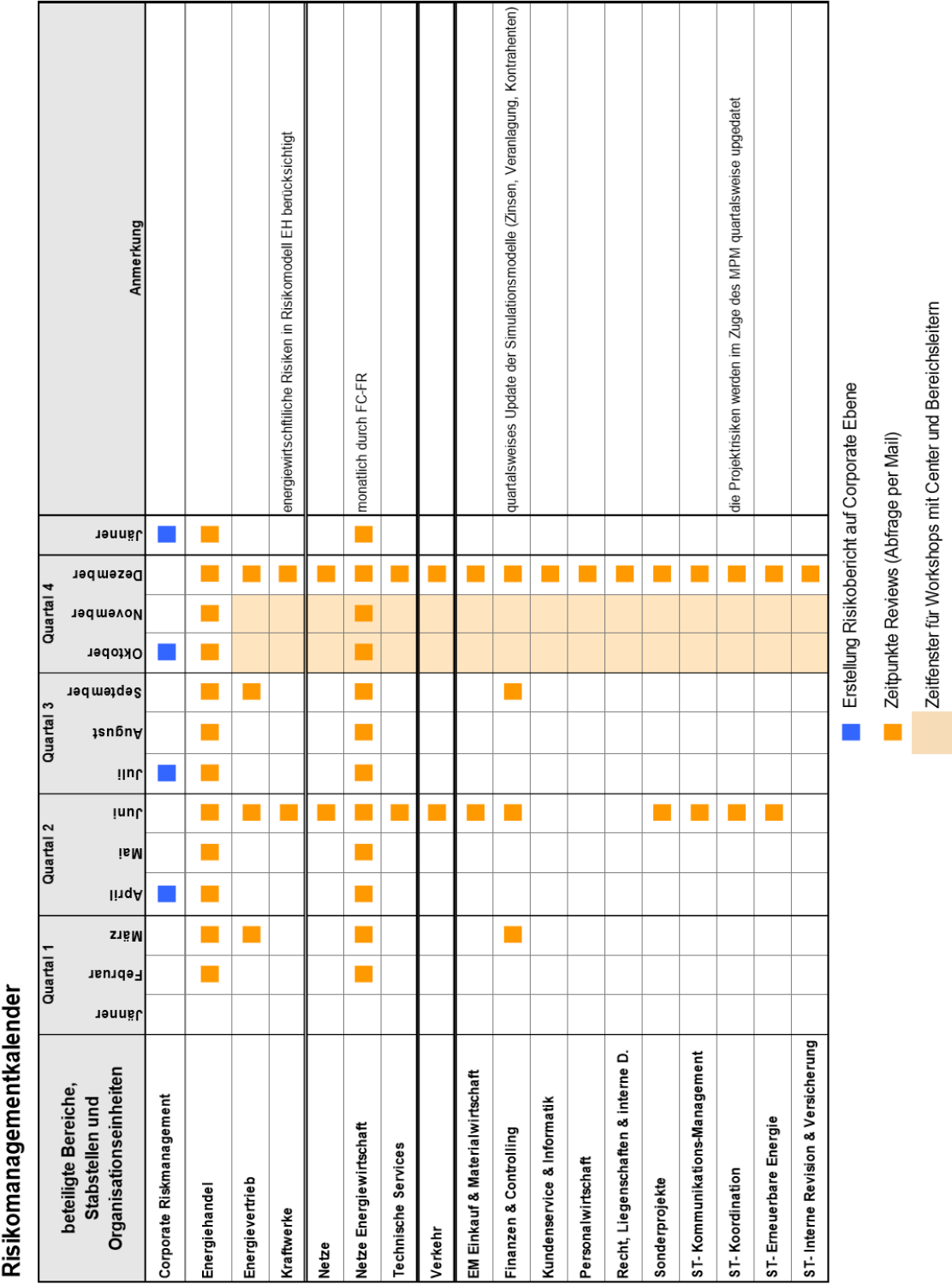


Abbildung 32: Risikomanagementkalender

Risk Management		- vertraulich -
RiskMap Bereich XXXX		
Vergleichsstand: 27.09.2011		
Risiken: <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 20px; height: 20px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-right: 5px;">1</div> <div>Risiko 1 (Beschreibung kurz)</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center; margin-top: 5px;"> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 20px; height: 20px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-right: 5px;">2</div> <div>Risiko 2 (Beschreibung kurz)</div> </div> </div>	Risiken: <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 20px; height: 20px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-right: 5px;">3</div> <div>Risiko 3 (Beschreibung kurz)</div> </div> </div>	
<div style="display: flex; align-items: center; margin-top: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 20px; height: 20px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-right: 5px;"></div> <div>Operationale Risiken</div> </div>		
Bewertungsänderung: <p>Die Pfeile entsprechen der Bewegung in der RiskMap. In der Risikoänderungsbegründung werden nur Risiken dargestellt, deren Bewertung sich geändert hat.</p> <ul style="list-style-type: none"> ↓ Abnahme Auswirkung ↑ Zunahme Auswirkung ← Abnahme Eintrittswahrscheinlichkeit → Zunahme Eintrittswahrscheinlichkeit ↙ Abnahme Auswirkung, Abnahme Eintrittswahrscheinlichkeit ↘ Abnahme Auswirkung, Zunahme Eintrittswahrscheinlichkeit ↗ Zunahme Auswirkung, Abnahme Eintrittswahrscheinlichkeit ↖ Zunahme Auswirkung, Zunahme Eintrittswahrscheinlichkeit = Keine Änderung X Risiko eingetreten/erledigt neu Risiko neu aufgenommen 		

Abbildung 33: Einzelrisiko

Risk Management

- vertraulich -

Übersicht der Risiken Bereich XXX

Vergleichsstand: 27.09.2011

Risiko	Nr.	Beschreibung	Eintrittsw.	AW in TEUR	Maßnahmen	Risikoverantwortlicher	Trend
Operationale Risiken							
Risiko 1 (Beschreibung kurz)	1	ausführlicher Text	10 %	1.000	ausführlicher Text	Name	→
Risiko 2 (Beschreibung kurz)	2	ausführlicher Text	10 %	1.000	ausführlicher Text	Name	→
Risiko 3 (Beschreibung kurz)	3	ausführlicher Text	4 %	200	ausführlicher Text	Name	→

Abbildung 34: Einzelrisiko 2

Risk Management

- vertraulich -

Entwicklung der Risiken Bereich XXXX

Vergleichsstand: 27.09.2011

Risiko	Nr.	Vorperiode (2011-06-30)		Entw.	Aktuelle Periode		Erläuterung (Berechnung/Annahmen)	Erläuterung (Bewertungsänderung zur Vorperiode)
		Eintrittsw.	AW in TEUR		Eintrittsw.	AW in TEUR		
Operationale Risiken								
Risiko 1 (Beschreibung kurz)	1	10 %	1.000	=	10 %	1.000	ausführlicher Text	ausführlicher Text
Risiko 2 (Beschreibung kurz)	2	10 %	1.000	=	10 %	1.000	ausführlicher Text	ausführlicher Text
Risiko 3 (Beschreibung kurz)	3	4 %	200	=	4 %	200	ausführlicher Text	ausführlicher Text

Abbildung 35: Einzelrisiko 3

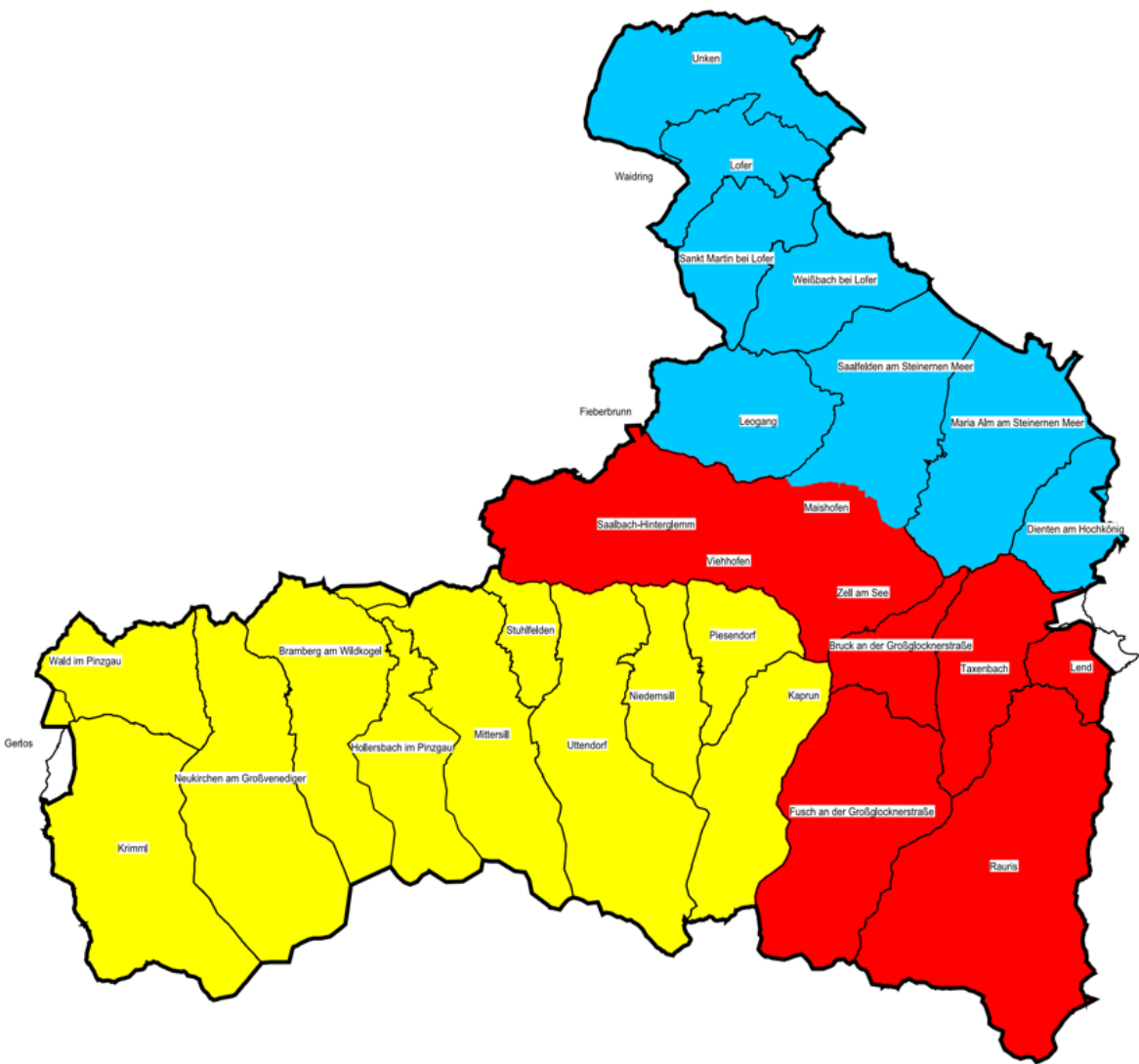


Abbildung 36: Der Salzburger Pinzgau mit der aktuellen Gebietsaufteilung

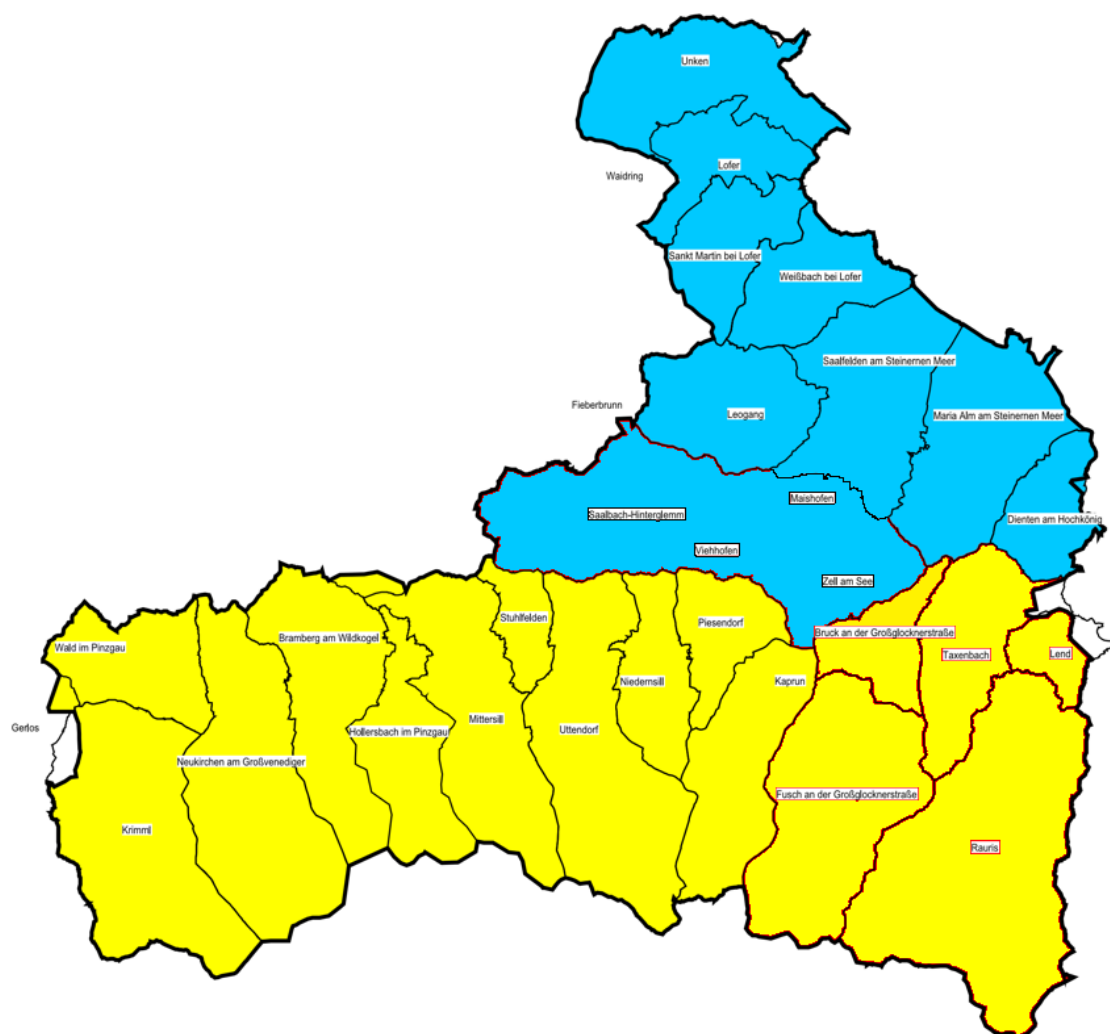


Abbildung 37: Der Salzburger Pinzgau mit geplanter Gebietsaufteilung

SAIDI <i>System Average Interruption Duration Index</i> Kundenbezogene Nichtverfügbarkeit: mittlere Unterbrechungsdauer, Bezugsgröße ist Anzahl der Netzbenutzer. In Minuten.	$SAIDI = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N}$ n_j Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall N Gesamtzahl der Netzbenutzer t_j Unterbrechungsdauer je Anlassfall in min
ASIDI <i>Average System Interruption Duration Index</i> Leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit: mittlere Unterbrechungsdauer, wird gerechnet auf Basis aller leistungsgewichteten Versorgungsunterbrechungen, d.h. Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Transformatorleistung (installierte Nennscheinleistung der Transformatoren). In Minuten.	$ASIDI = \frac{\sum_j l_j \cdot t_j}{L_s}$ l_j unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall in kVA L_s gesamte installierte Scheinleistung in kVA t_j Unterbrechungsdauer je Anlassfall in min
SAIFI <i>System Average Interruption Frequency Index</i> Kundenbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit. Dimensionslos.	$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N}$ n_j Anzahl der Versorgungsunterbrechungen N Gesamtzahl der Netzbenutzer

Abbildung 38: Kennzahlen der Ausfallwahrscheinlichkeit 1⁴⁸

<p>ASIFI <i>Average System Interruption Frequency Index</i></p> <p>Leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit. Dimensionslos.</p>	$ASIFI = \frac{\sum_j I_j}{L_s}$ <p>I_j unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall in kVA L_s gesamte installierte Scheinleistung in kVA</p>
<p>CAIDI <i>Customer Average Interruption Duration Index</i></p> <p>Durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung, ergibt sich aus dem Quotienten der beiden berechneten SAIDI und SAIFI Kennzahlen, bezieht sich in der Regel auf einen Zeitraum von einem Jahr. In Minuten.</p>	$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$
<p>NDE (ENS) <i>Non Delivered Energy (Energy Not Supplied)</i></p> <p>bezogen auf die Gesamtenergieabgabe an Endverbraucher (Mittel- und Niederspannungskunden); kann über die betroffene installierte Transformatorleistung und die zugehörige Dauer der Versorgungsunterbrechung näherungsweise bestimmt werden.</p>	$NDE = \frac{\sum_j I_j \cdot t_j}{\sum_i W_i}$ <p>I_j unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall in kVA t_j Unterbrechungsdauer je Anlassfall in h W_i Gesamtenergieabgabemenge an Endverbraucher je Netzebene i (Netzebene 5, 6 und 7) im Betrachtungsjahr in kWh</p>

Abbildung 39: Kennzahlen der Ausfallwahrscheinlichkeit 2⁴⁸

Abbildung 40: Auszug der Daten aus dem Blackout Simulator

A	Agriculture, forestry and fishing
BDE	Mining and quarrying/ electricity, gas, steam and air conditioning supply/ water supply/ sewerage/ waste management and remediation activities
C	Manufacturing
F	Construction
GHI	Wholesale and retail trade/ repair of motor vehicles and motorcycles/ transporting and storage, accommodation and food service activities
J	Information and communication
K	Financial and insurance activities
LMN	Real estate activities/ professional, scientific and technical activities/ administrative and support service activities
OPQRS	Public administration and defense/ compulsory social security/ education/human health and social work activities/ arts, entertainment and recreation/ other services activities
	Households

Abbildung 41: VoLL Sektrobeschreibung⁵¹

02. Mai. 2017 06:03

SCHALTBRIEF

Seite 1 von 1

Titel: Saalf. Ust. Diabas-Daubensäge

Leitstelle: PIN

Nr: 22592

Typ: Stör

Datum von: Mo 01.05.17 18:53

Angefordert von: Buchwinkler Johann

bis: Di 02.05.17 17:06

am: 01.05.17

Anl.Teil: 30 kV

Saalfelden Huggenberg - BM 194 - Saalf. Ust Diabas Zentrale

Begründung: Sturm, Baumwurf

Ausgef.Leistung: 26020

Versg.Ausfall: ja

Betroffene Kunden:3883

Schaltf.Stelle: NE-LV

Partie: Miller C.

SAP-Nr:

Schema-Nr: 9/5

Verteiler:

SAP-Datum:

Erstellt: 01.05.17 19:06 02206

Verständigt:

Benutzer: 01.05.17 20:29 02281

UID	Ausführungszeit	Schaltstelle	Richtung	Schaltgerät	Handlung	K
	01.05.17 18:53:06	UW SAALFELDEN 30 KV	TENNISHALLE	DIST ANR L1	KOMMT	GF
	01.05.17 18:53:06	UW SAALFELDEN 30 KV	TENNISHALLE	DIST ANR L3	KOMMT	GF
	01.05.17 18:53:06	SAALFELD UST MITTE 30 KV	SCHLOSSFELD	UEB-I ANR	KOMMT	GF
	01.05.17 18:53:06	UW SAALFELDEN 30 KV	TENNISHALLE	DIST AUSL		GF
	01.05.17 18:53:06	UW SAALFELDEN 30 KV	TENNISHALLE	LS	AUS	BR
	01.05.17 18:53:06	SAALFELDEN. KEHLBACH 55 SST	BIBERGHOF	KURZSCHLUSSANZ. ANR		GF
	01.05.17 18:53:06	SAALFELDEN. KEHLBACH 55 SST	UST DIABAS ZENTRALE	KURZSCHLUSSANZ. ANR		GF
	01.05.17 18:53:07	UW SAALFELDEN 30 KV	TENNISHALLE	AWE		GF
	01.05.17 18:53:07	UW SAALFELDEN 30 KV	TENNISHALLE	LS	EIN	BR
	01.05.17 18:53:07	SAALFELDEN. PKL 2	TESER	LS FALL		GF
	01.05.17 18:53:07	SAALFELDEN. PKL 2	TESER	LS	AUS	BR
	01.05.17 18:53:10	L_Saalfelden Sprungschanze	M228		WAHRSCHE	BR
	01.05.17 18:53:10	L_Saalfelden Az150	Weikersbach		MOEGL. F	BR
02206	01.05.17 18:55:13	SAALFELDEN. KEHLBACH 55 SST	HINTERBURG	LATS	(AUS)	BF
02206	01.05.17 18:55:41	HARHAM. SST	WEIKERSBACH	LATS	(EIN)	BF
02206	01.05.17 18:56:25	UW SAALFELDEN 30 KV	TENNISHALLE	AWE RELAIS AUS/EIN		BF
02206	01.05.17 18:56:45	SAALFELDEN. PKL 2	TESER	LS	(EIN)	BF
	01.05.17 18:56:47	UW SAALFELDEN 30 KV	TENNISHALLE	DIST ANR L1	KOMMT	GF
	01.05.17 18:56:47	UW SAALFELDEN 30 KV	TENNISHALLE	DIST ANR L2	KOMMT	GF
	01.05.17 18:56:47	SAALFELDEN. KEHLBACH 55 SST	BIBERGHOF	KURZSCHLUSSANZ. ANR		GF
	01.05.17 18:56:47	SAALFELDEN. KEHLBACH 55 SST	UST DIABAS ZENTRALE	KURZSCHLUSSANZ. ANR		GF
	01.05.17 18:56:47	SAALFELDEN. PKL 2	TESER	LS FALL		GF
	01.05.17 18:56:47	SAALFELDEN. PKL 2	TESER	LS	AUS	BR
02281	01.05.17 19:20:38	Saalfelden 30kV Ust Diabas Zentrale	Sprungschanze	LATS	AUS	NF
02281	01.05.17 19:20:45	Saalfelden 30kV Ust Diabas Zentrale	Sprungschanze	ES	EIN	NF
02281	01.05.17 19:21:33	SAALFELDEN. KEHLBACH 55 SST	UST DIABAS ZENTRALE	LATS	(EIN)	BF
02281	01.05.17 19:43:02	Saalfelden 30kV Huggenberg	Diabas Zentrale	LATS	AUS	NF
02281	01.05.17 19:43:08	Saalfelden 30kV Huggenberg	Diabas Zentrale	ES	EIN	NF
02281	01.05.17 19:43:58	Saalfelden 30kV Huggenberg	ON	TRAFO MS+NS	AUS	NF
02281	01.05.17 20:05:36	Saalfelden 30kV BM194 / 94000	Sprungschanze	LATS	AUS	NF
02281	01.05.17 20:05:59	SAALFELDEN. DAUBENSAEGE BHKW	SPRUNGSCHANZE	LATS	(EIN)	BF
02281	01.05.17 20:52:40	UW SAALFELDEN 30 KV	TENNISHALLE	AWE RELAIS AUS/EIN	(EIN)	BF

Abbildung 42: Schaltprotokoll Störung Huggenberg

Report of the effects of the defined blackout scenarios

Blackout 1 - Selected Power Supply Interruption

Blackout 1 - Key facts

In Blackout 1, the selected power outage is analyzed. Table 1 summarizes the characteristics of this power outage.

Date of outage start	1-05-2017
Weekday	Monday
Starting time of power supply interruption	19:00
Duration of power supply interruption (in hours)	1
Regional scale of the power outage (Affected regions)	AT32 Salzburg

Table 1: Power Outage Characteristics (Only major national holidays are considered in the outage cost calculation, holidays that are celebrated at the regional level are treated like normal calendar days.)

The outage occurs during a public holiday. This involves the following day: 1-05-2017 in Austria.

Blackout 1 - Electricity not supplied

Table 2 depicts the amount of electricity not supplied to each economic sector (aggregate of entities) which results from the power interruption presented in Blackout 1.

Sector (NACE-code)	Sector description	Electricity not supplied
A	Agriculture, forestry and fishing	10.68 MWh
BDE	Mining and quarrying; electricity, gas, steam and air conditioning supply; water supply; sewerage; waste management and remediation activities	54.33 MWh
C	Manufacturing	155.48 MWh
F	Construction	2.18 MWh
GHI	Wholesale and retail trade; repair of motor vehicles and motorcycles; transporting and storage, accommodation and food service activities	61.95 MWh
J	Information and communication	3.24 MWh
K	Financial and insurance activities	0.67 MWh
LMN	Real estate activities; professional, scientific and technical activities; administrative and support service activities	4.78 MWh
OPQRS	Public administration and defense; compulsory social security; education/human health and social work activities; arts, entertainment and recreation; other services activities	29.04 MWh
	Households	180.93 MWh

Sum **503.29 MWh**

Table 2: Power Outage Characteristics

Blackout 1 - Economic damages

The damages which occur as consequence of the power outages in Blackout 1 to all of the economic sectors according to NACE classification scheme, are presented in detail in Table 3 (damages are presented in 1000 EURO (T €)).

Sector (NACE-code)	Sector description	Total loss due to power outage
A	Agriculture, forestry and fishing	140 T €
BDE	Mining and quarrying; electricity, gas, steam and air conditioning supply; water supply; sewerage; waste management and remediation activities	153 T €
C	Manufacturing	1,510 T €
F	Construction	39 T €
GHI	Wholesale and retail trade; repair of motor vehicles and motorcycles; transporting and storage, accommodation and food service activities	308 T €
J	Information and communication	62 T €
K	Financial and insurance activities	33 T €
LMN	Real estate activities; professional, scientific and technical activities; administrative and support service activities	90 T €
OPQRS	Public administration and defense; compulsory social security; education/human health and social work activities; arts, entertainment and recreation; other services activities	450 T €
	Households	311 T €
	Sum	3,096 T €

Table 3: Total losses to economic sectors according to NACE

The aggregate of sector damage figures (the sum of all monetary damages to households, businesses and institutions as a consequence of an outage as defined in Table 1 in 1000 EURO) amounts to 3,096 T €.

The value of lost load (VOLL) of this power outage scenario amounts to 6.15 €/kwh not supplied.

Quick Guide to Blackout-simulator.com

Detailed information on the modelling, assumptions and an example of the application of blackout-simulator.com are found on:

<http://www.blackout-simulator.com/methodology>

Remarks on the evaluated entities

Throughout this assessment of potential damages due to power outages, a distinction between households and non-households is applied. While households can be considered as a homogeneous group, non-households are much more heterogeneous, thus requiring further disaggregation based on the economic industry using the classification scheme NACE. This is done according to Table 2.

Remarks on the data base of blackout-simulator.com

Blackout-simulator.com takes into account the best available data on value added processes, electricity consumption, electricity dependencies, etc. which are available in all of the 27 EU member states. Higher resolution data may partially be available for some nations. However at the EU-level no other source of data which ensures perfect homogeneity and comparability is available.

Damage Categories in Blackout-simulator.com

Blackout-simulator.com takes into account different damage categories which occur in the case of a power outage. Most importantly, a distinction between households and non-households ensures a state-of-the-art representation of damages relevant for each customer group.

Damage Assessment I: Non-Households

This report presents selected indicators of the impact of the blackout. A distinction of the damages based on the economic activity, using NACE classification scheme, is provided. For each sector different economic evaluations are carried out. This includes the amount of electricity on supplied in the case of a power outage as defined in Table 1 as well as the economic consequences of such a blackout.

1. Electricity not supplied (in GWh)

The amount of electricity which cannot be supplied to the consumers due to the power outage is provided (in GWh) for each sector of the economy and households as well as the aggregate.

2. Total damages (in 1,000 EURO)

The aggregate of direct and indirect damages in the various economic sectors is presented in Table 3.

Direct damages take into account necessary repair actions to facilities, the loss of intermediary goods and spoilage of marketable products.

Indirect monetary damages are defined as monetary losses that arise to the economic entity as a consequence of the non-availability of energy in a certain sector. For example although productive capacities (largely) lay idle in the case of a power outage, employees receive pay with significantly reduced or halted production and significantly less value added. Accordingly, the indirect damages shown here include the amount of the lost value added, lost inputs, and the part of personnel costs, which still occur in the absence of electrical power as well as indirect costs associated to increased maintenance needs.

Damage Assessment II: Households

The assessment of damage occurring to households due to power outages takes into account the negative consequences to a household, such as diminished value of leisure or psychological stress which occurs when the household does not know when power will be available again.

Blackout-simulator.com draws upon the largest conducted survey of electricity supply security and state-of-the-art econometric analyses to assess households' willingness to pay (WTP) to avoid power outages of certain characteristics (as shown in Table 1).

Remarks on outage characteristics

The estimated damage figures relate to unplanned power outages using pre-defined characteristics (Table 1). In every case, the power interruptions are unplanned and occur suddenly. Customers of all voltage levels (households and industry alike) are affected and have typically no opportunity to anticipate and thus prepare for the outage, which is a realistic scenario for an unplanned supply interruption.

Disclaimer

Kudos Research conducted the survey data-collection, whilst the survey itself was conceptualized by the Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Kudos Research has taken every care to

ensure that the data collected from households across the EU comply with strict quality standards and standards of representativeness. However, Kudos Research cannot be held responsible for the resulting functionality or accuracy of Blackout-Simulator.com.



Funding for this project was provided by, among others, the research project SESAME (EU Framework 7 Programme, contract no. 261696).

This Report was generated by Blackout Simulator 2.1

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Maishofen, den 16. Juli 2018

Christoph Miller